



Projektbericht

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien

August 2012

Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale
Marktwirtschaft

Impressum

Vorstand des RWI

Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (Präsident)

Prof. Dr. Thomas K. Bauer (Vizepräsident)

Prof. Dr. Wim Kösters

Verwaltungsrat

Dr. Eberhard Heinke (Vorsitzender);

Manfred Breuer; Dr. Henning Osthues-Albrecht; Reinhold Schulte
(stellv. Vorsitzende);

Dr. Hans Georg Fabritius; Prof. Dr. Justus Haucap, Hans Jürgen Kerkhoff; Dr.
Thomas Köster; Dr. Thomas A. Lange; Martin Lehmann-Stanislawski; Andreas
Meyer-Lauber; Hermann Rappen; Reinhard Schulz; Dr. Michael N. Wappelhorst

Forschungsbeirat

Prof. Dr. Claudia M. Buch; Prof. Michael C. Burda, Ph.D.; Prof. Dr. Lars P. Feld;
Prof. Dr. Stefan Felder; Prof. Nicola Fuchs-Schündeln, Ph.D.; Prof. Timo Goeschl,
Ph.D.; Prof. Dr. Justus Haucap; Prof. Dr. Kai Konrad; Prof. Dr. Wolfgang Leininger;
Prof. Regina T. Riphahn, Ph.D.

Ehrenmitglieder des RWI

Heinrich Frommknecht; Prof. Dr. Paul Klemmer †; Dr. Dietmar Kuhnt

RWI Projektbericht

Herausgeber:

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

Hohenzollernstraße 1/3, 45128 Essen, Germany

Phone +49 201-81 49-0, Fax +49 201-81 49-200, e-mail: rwi@rwi-essen.de

Alle Rechte vorbehalten. Essen 2012

Schriftleitung: Prof. Dr. Christoph M. Schmidt

**Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromver-
sorgung mit alternativen Technologien**

Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft.

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung

**Marktwirtschaftliche Energiewende:
Ein Wettbewerbsrahmen für die
Stromversorgung mit alternativen
Technologien**

Ein Projekt im Auftrag der Initiative
Neue Soziale Marktwirtschaft

Projektbericht

Projektteam

Prof. Dr. Manuel Frondel (Projektleiter),
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Nils aus dem Moore

Wir danken Anna Juschka, Michael Simora und besonders Fabian Scheffer für sehr hilfreiche wissenschaftliche Vorarbeiten. Außerdem danken wir Daniela Schwindt, Julica Bracht, Ailine Lingnau und Christiane Brüggemann für die technische Redaktion.

Inhalt

Kurzzusammenfassung:	4
Hintergrund	6
1. Ziel der Studie	9
2. Der geringe Effekt der Treibhausgasminderungspolitik der EU-Staaten	11
3. Kontraproduktive internationale Rückwirkungen.....	16
4. Globales Klimaabkommen zur Treibhausgasminderung?	19
5. Mangelnde Kosteneffizienz der deutschen Treibhausgasminderungspolitik	22
6. Marktwirtschaftliche Förderung erneuerbaren Energien	32
7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	44
Anhang	47
Literatur	50

Kurzzusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien wird gemeinhin als ein bedeutender Bestandteil der Energiewende in Deutschland angesehen. Soll diese erfolgreich verlaufen, darf jedoch nicht allein die Umweltverträglichkeit des Umbaus des deutschen Energieversorgungssystems als Ziel verfolgt werden. Vielmehr müssen auch die Versorgungssicherheit mit Strom und die Sozialverträglichkeit dieses Transformationsprozesses gleichermaßen gewährleistet werden. Es stellt sich daher vor allem die Frage, wie diese Herausforderung unter der gesetzlichen Verpflichtung zum vollständigen Atomausstieg ökonomisch möglichst effizient erfüllt werden kann.

Nicht zuletzt die sich in den vergangenen Jahren immer höher auftürmende Kostenlawine aufgrund immer neuer Rekorde beim Zubau an Photovoltaikanlagen dürfte deutlich gemacht haben, dass Kosteneffizienz der Förderung der Erneuerbaren durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) bislang jedoch allenfalls eine untergeordnete Rolle gespielt hat. So werden die realen Zusatzkosten für alle zwischen 2000 und Ende 2011 in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen in der vorliegenden Studie mit rund 100 Mrd. Euro (in Preisen von 2011) beziffert.

Da diese Ressourcen damit anderen gesellschaftlichen Verwendungsmöglichkeiten entzogen werden, gilt es, die Kosten der Energiewende im Allgemeinen und besonders die Lasten der Verbraucher infolge der Erhöhung des Anteils an regenerativem Strom zu minimieren. Dies wird, so wird in der vorliegenden Studie erläutert, ohne eine grundlegende Änderung des Fördersystems für erneuerbaren Energien kaum möglich sein. Statt der derzeitigen Förderung durch das EEG ist vielmehr ein neues System erforderlich, das eine stärkere Marktorientierung aufweist und jene Effizienzreserven zu heben gestattet, die sich durch stärkere Anreize für die Systemintegration und die vorzugsweise europaweite Ausnutzung von Standortvorteilen für die Erzeugung regenerativen Stroms ergeben.

Ein effizienteres System, so zeigt diese Studie, wäre die marktbasierende Mengensteuerung in Form von Quoten für „grünen“ Strom, die sowohl von der Monopolkommission (2011) als auch dem Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR 2011) vorgeschlagen wurde. Bei einem solchen „Wettbewerbsmodell Erneuerbare Energien (WEE)“ würden die Stromversorger verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres an die Endverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien selbst zu decken oder aber fehlende Mengen an grünem Strom durch sogenannte Grünstromzertifikate auszugleichen, die die Stromversorger durch den Kauf von grünem Strom direkt von dessen Produzenten oder auch an einer Börse erwerben können.

Marktwirtschaftliche Energiewende

Gegenüber dem EEG hätte ein Quotensystem zahlreiche Vorteile: Erstens würde die technologie- und standortneutrale Förderung dazu führen, dass der Ausbau der Erneuerbaren fortan kosteneffizient erfolgt, da es im Interesse des Investors ist, die jeweils günstigste Technologie an den jeweils am besten geeigneten Standorten einzusetzen. Zweitens hätten die Produzenten von grünem Strom durch ihre Orientierung am aktuellen Marktpreis einen starken Anreiz, zur Integration der erneuerbaren Energietechnologien in unser Stromversorgungssystem beizutragen, weil sich die Einspeisung von grünem Strom und dessen Vergütung im Gegensatz zur derzeitigen EEG-Förderung nach der Nachfrage der Stromverbraucher richten würde.

Drittens erhöht sich der Anreiz, in Speichertechnologien zu investieren, um als Produzent von grünem Strom den gewinnmaximierenden Einspeisezeitpunkt selbst wählen zu können. Viertens böte dieses System die Perspektive, durch eine sukzessive Harmonisierung mit ähnlichen Fördersystemen in anderen EU-Mitgliedsstaaten und die grenzüberschreitende Ausweitung des Zertifikatehandels die auf europäischer Ebene vorhandenen Effizienzreserven zu heben. Wegen seiner europaweiten Ausrichtung und Technologieoffenheit entspräche dieses Fördersystem zwei wesentlichen Grundprinzipien des EU-Emissionshandels, dem von Umweltökonomern präferierten Klimaschutzinstrument.

Nicht zuletzt würde die Quotenlösung im Einklang damit stehen, dass für den Ausbau der Erneuerbaren explizite Mengenziele vorgegeben sind. Beim EEG ist hingegen nicht davon auszugehen, dass die politischen Ziele für die Erneuerbaren punktgenau erreicht werden. Vielmehr ist vollkommen unklar, ob die Ziele deutlich verfehlt oder aber erheblich überschritten werden.

Würde der künftige Ausbau der erneuerbaren Energien ab dem kommenden Jahr 2013 mit Hilfe eines nationalen Quotensystems gefördert, anstatt durch das EEG, könnte der Ausbau nach den in dieser Studie angestellten Berechnungen wesentlich kostengünstiger erfolgen: Würde sich beispielsweise ein Preis für grüne Zertifikate einstellen, der künftig allein den Zubau der Windkraft an Land forcierte, so fielen bis zum Jahr 2020 lediglich rund 6,8 Mrd. Euro (in heutigen Preisen) an Zahlungsverpflichtungen für die Verbraucher an, anstatt der hier berechneten knapp 58,8 Mrd. Euro (in heutigen Preisen) bei einer unveränderten Beibehaltung des EEG bis zum Jahr 2020. Die mögliche Ersparnis von 52 Mrd. € sollte allein Grund genug sein, das EEG schnellstmöglich durch ein stärker marktbasierendes System wie die Quotenlösung zu ersetzen.

Ansprechpartner: Prof. Dr. Manuel Frondel, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Hohenzollernstr. 1-3, 45128 Essen, frondel@rwi-essen.de.

Hintergrund

Mit dem Energiekonzept vom Herbst 2010 hat Deutschland seine Vorreiterrolle in den internationalen Bemühungen um Klimaschutz eindrucksvoll dokumentiert: Für die Mitte dieses Jahrhunderts wurden äußerst ambitionierte Treibhausgasminderungsziele vorgegeben. Neben Etappenzielen für die Jahre 2020 und 2030 setzte sich Deutschland das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80-95 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Dieses unkonditionierte Ziel ist unabhängig davon, ob andere für den Ausstoß von Treibhausgasen sehr bedeutende Länder wie China oder die USA ebenfalls Minderungsanstrengungen unternehmen.

Die mit dem Energiekonzept beschlossene Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre sollte die Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele erleichtern und kostengünstiger gestalten. Die durch den Atomunfall von Japan ausgelöste Energiewende in Deutschland, die im Wesentlichen eine Rückkehr zum ehemaligen rot-grünen Atomausstiegsbeschluss bedeutet, stellt Deutschland vor noch größere Herausforderungen in seinen Bemühungen um eine weitgehende Dekarbonisierung der Gewinnung, Umwandlung und Nutzung von Energie, als es das Energiekonzept ohnehin vorsieht.

Mit der Dekarbonisierung der Energieversorgung und der Umsetzung der Energiewende geht unweigerlich eine Verteuerung der Verbraucherpreise für Energie, insbesondere für Strom, einher. Die Strompreise kennen jedoch bereits seit Anfang des neuen Jahrtausends nur noch eine Richtung: nach oben. Hauptursache des stetigen Anstiegs der Strompreise in Deutschland seit der Jahrtausendwende ist die Einführung und Erhöhung von Steuern und gesetzlich festgelegten Umlagen und Abgaben, welche vorwiegend klimapolitisch motiviert sind. So stieg die Belastung durch Steuern und Abgaben für einen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3 500 kWh seit Beginn der Liberalisierung im Jahr 1998 um rund 170 Prozent (Abbildung 1). Zur Illustration: Würden überhaupt keine Steuern und Abgaben erhoben, dann hätten sich die Stromkosten für die privaten Haushalte im Vergleich zu 1998 praktisch nicht erhöht. Der staatlich bedingte Anteil am Strompreis lag im Jahr 1998 für einen privaten Haushalt mit einem jährlichen Verbrauch von 3 500 Kilowattstunden (kWh) bei rund 25 Prozent, während dieser Anteil 2012 bereits knapp 46 Prozent ausmacht (Abbildung 2).

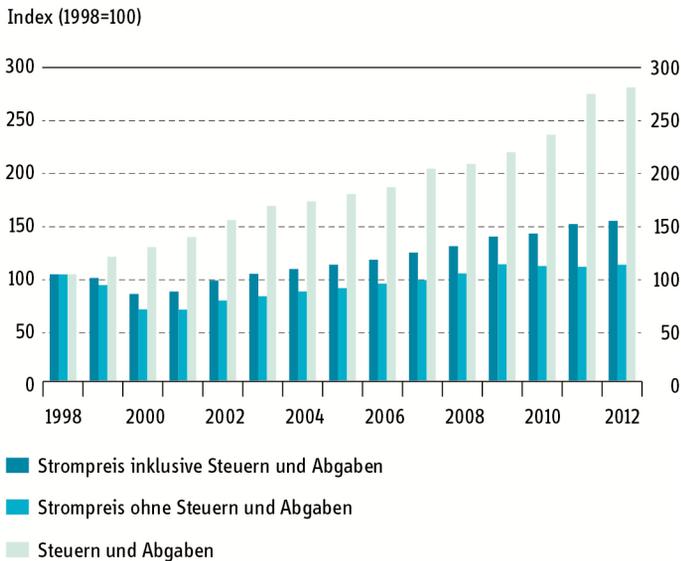
Zunehmende Kosten für die Verbraucher stellen jedoch eine große Gefahr für Wachstum und Wohlstand in Deutschland dar und können die Akzeptanz für die Energiewende gefährden. Besonders hohe Belastungen resultieren aus der Förde-

Marktwirtschaftliche Energiewende

rung der erneuerbaren Energietechnologien, allen voran der Subventionierung der Photovoltaik (Frondel et al. 2011). Mit der massiven Zunahme des Anteils der Erneuerbaren in der Stromerzeugung verbunden ist neben einer wachsenden Kostenbelastung eine Zunahme der planwirtschaftlichen Organisation der Gewinnung und Umwandlung von Energie. Diese konterkariert die mit der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte gestarteten und im Laufe der Zeit intensivierten Bemühungen, marktwirtschaftlichen Elementen in unserer Energieversorgung zu mehr Bedeutung zu verhelfen.

Abbildung 1:

Anstieg der Stromkosten für Haushalte mit einem Stromverbrauch von 3 500 kWh pro Jahr mit und ohne Steuern und Abgaben

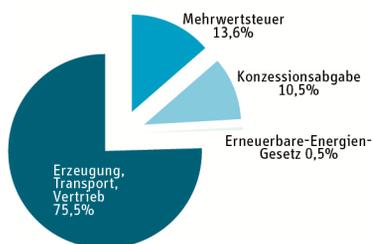


Quelle: BDEW (2010, 2012)

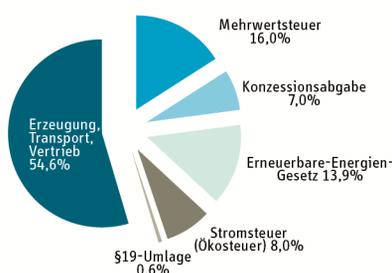
Abbildung 2:

Strompreise für private Haushalte mit einem Stromverbrauch von 3 500 kWh heute und im Jahr der Strommarktliberalisierung

1998: 17,1 Cent/kWh



2012: 25,7 Cent/kWh



Quelle: BDEW 2012

Soll die Energiewende gelingen, muss die wachsende Kostenbelastung der Verbraucher eingedämmt werden, indem den enormen Herausforderungen mit Hilfe von marktwirtschaftlichen, anstatt mit planwirtschaftlichen Instrumenten begegnet wird. Mit der Energiewende und der daraus resultierenden Abschaltung von rund 40 Prozent der Kernkraftwerksleistung innerhalb eines Jahres haben sich hingegen die Gewichte im Strommarkt erheblich in Richtung Planwirtschaft verschoben: Der kurzfristig entstandenen Unterversorgung mit Stromerzeugungskapazitäten, die sich vor allem im Süden bemerkbar macht, stehen umfangreiche Kapazitäten an alternativen Energietechnologien im Norden gegenüber, die nur wenig zur Sicherung unserer Stromversorgung beitragen und in windstarken Zeiten zu einer Gefährdung der Netzstabilität führen. Auch die gezielte übermäßige Förderung einzelner Technologien zur Energiegewinnung, wie es derzeit in unverantwortbarem Maße insbesondere bei der Photovoltaik und der Verstromung aus Biomasse geschieht, ist nicht mit einer Marktwirtschaft vereinbar und sollte aus diesem Grund unterbleiben. Stattdessen sollte generell der Wettbewerb um Innovationen gestärkt werden. Dieser muss zwingend technologie-neutral ausgestaltet werden, nicht zuletzt, weil niemand schon heute die effizientesten Technologien von morgen kennt.

Allein der Wettbewerb sorgt dafür, dass vorhandene Ressourcen mit der größtmöglichen Effizienz verwendet werden. Wenn es im gesellschaftlichen Interesse liegt, unsere Energieversorgung so umzustellen, dass „grüne“ Energietechnologien die dominierende Rolle spielen, sollte ein marktwirtschaftlicher Ordnungsrahmen

Marktwirtschaftliche Energiewende

etabliert werden, der die klimapolitischen Vorgaben zum Ziel hat, aber den Wettbewerb zwischen Technologien und Produzenten frei zur Entfaltung kommen lässt.

1. Ziel der Studie

Die Studie hat zum Ziel, einen solchen Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energietechnologien zu skizzieren. Abschnitt 2 erläutert die treibende Rolle, die Deutschland bei den internationalen Klimaschutzbemühungen spielt. Mit der Bekanntgabe eines unkonditionierten und ambitionierten Treibhausgasminderungsziels von 40 Prozent für das Jahr 2020 gegenüber 1990 sowie dem im Energiekonzept vom Herbst 2010 geäußerten Ansinnen, die Treibhausgase bis zum Jahr 2050 um 80-95 Prozent zu senken, wurde diese treibende Rolle einmal mehr deutlich untermauert. Die Gretchenfrage ist, ob die deutschen Bemühungen eine wesentliche Rolle bei der Senkung der globalen Emissionen spielen können. Die bisherigen Treibhausgasreduktionsbemühungen Deutschlands, der Europäischen Union (EU) und ihrer Mitgliedstaaten werden daher in Abschnitt 2 mit denen anderer führender Industrie- und Schwellenländer verglichen.

Abschnitt 3 erläutert die kontraproduktiven internationalen Rückwirkungen der ambitionierten, aber einseitigen Bemühungen Deutschlands und der Europäischen Kommission zur Treibhausgasminderung. Abschnitt 4 erläutert die Gründe dafür, dass die Chancen für das Zustandekommen eines globalen Klimaabkommens zur Treibhausgasminderung schlecht stehen, obwohl ein solches höchst wünschenswert wäre, da Teilkoooperationen oder gar Alleingänge womöglich nutzlos verpuffen, wenn nicht gar kontraproduktiv sein können.

Abschnitt 5 stellt die Frage nach der Kosteneffizienz der einseitigen Politik Deutschlands, an der sich aus vielfältigen Gründen zweifeln lässt. Es werden Berechnungen angestellt, die zeigen, dass die Kosten für die Stromverbraucher aufgrund der EEG-Umlage in den nächsten Jahren deutlich steigen werden. Die wesentlichen Kosten treibenden Faktoren dürften die nach wie vor überaus generöse Förderung der Photovoltaik, die Stromerzeugung aus Biomasse sowie der teure Ausbau von Windparks vor Deutschlands Küsten darstellen.

Um die gesellschaftliche Akzeptanz für die Förderung der Erneuerbaren nicht zu gefährden, muss sich deren weiterer Ausbau streng am Prinzip der Kosteneffizienz ausrichten. Dazu sollte die europäische Dimension der Energiewende stärker in den Blick genommen werden: Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis alternativer Energietechnologien sollten dort gebaut werden, wo sie die besten Standortbedingungen vorfinden, wie etwa bei der Photovoltaik in Südeuropa.

In Abschnitt 6 wird daher in Anlehnung an die Empfehlungen der Monopolkommission (2011) und des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR 2011) vorgeschlagen, die nationale Förderung der erneuerbaren Energien auf ein Quotensystem umzustellen, um damit eine technologie neutrale Förderung zu gewährleisten. Zur Erhöhung der Effizienz sollte das Quotensystem durch einen Handel mit sogenannten Grünstromzertifikaten ergänzt werden, welche für die Erzeugung „grünen“ Stroms ausgestellt werden. Aus Effizienzgründen sollte ein derartiges Fördersystem letztlich mit denen jener EU-Mitgliedsländer zusammengeführt werden, die bereits heute eine Mengensteuerung praktizieren oder dies planen. Auf die gesamte Europäische Union (EU) ausgedehnt ließe sich so eine Vereinheitlichung der Förderbedingungen in Europa herstellen. Der abschließende Abschnitt präsentiert ein Fazit zur eingeschlagenen Klimapolitikstrategie Deutschlands und der Europäischen Kommission und schlägt als Schlussfolgerung einen gravierenden Strategiewechsel vor.

Marktwirtschaftliche Energiewende

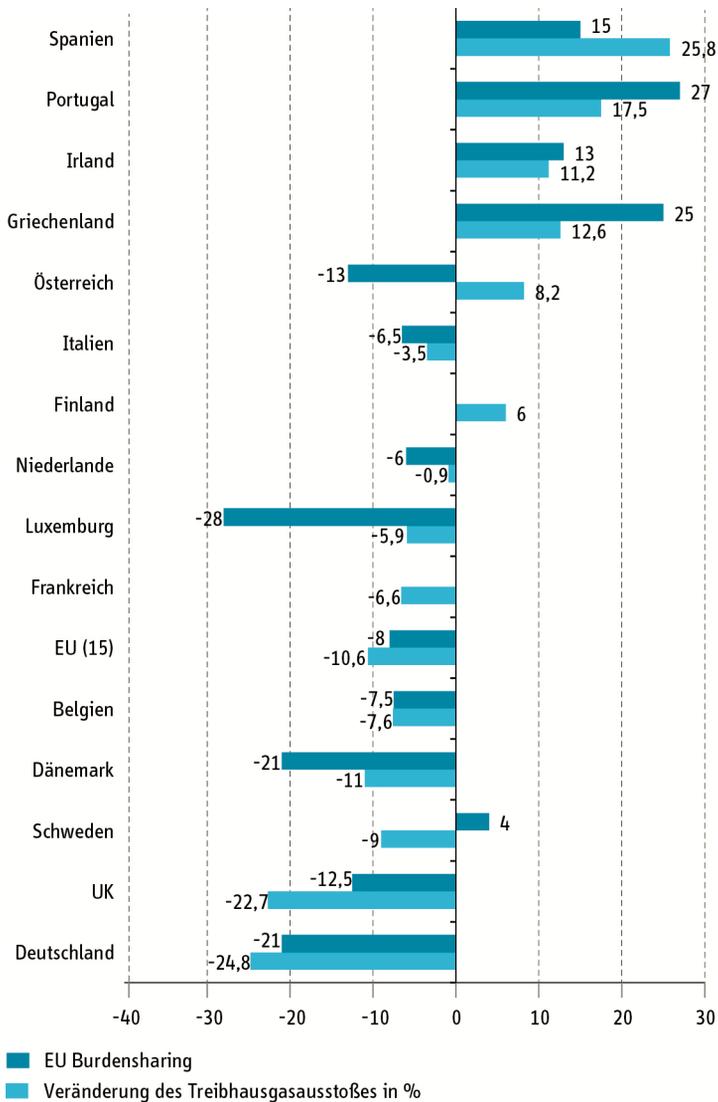
2. Der geringe Effekt der Treibhausgasminderungspolitik der EU-Staaten

Mit der Ratifizierung des Kiotoprotokolls hat sich die Europäische Kommission, im Folgenden kurz (EU-)Kommission genannt, verpflichtet, dafür Sorge zu tragen, dass der Treibhausgasausstoß der Jahre 2008-2012 im Schnitt um 8 Prozent niedriger liegt als im Jahr 1990. Zur Erreichung dieses für die gesamte EU geltenden Ziels wurde mit dem sogenannten EU-Burden-Sharing-Agreement von 1998 festgelegt, welche Lasten die einzelnen Mitgliedstaaten zu schultern haben. Mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen um 21 Prozent gegenüber 1990 zu verringern (Abbildung 3), trägt Deutschland mit Abstand die höchste Minderungslast: Die Reduktionsverpflichtung Deutschlands macht rund drei Viertel der im Kiotoprotokoll festgelegten Minderungsleistung aller EU-Staaten aus (EEA 2012:10).

Mit einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um 10,6 Prozent gegenüber 1990 haben die EU-15-Staaten im Jahr 2010 das Kiotoziel bereits übertroffen (Abbildung 3), auch wenn sich bei einigen Ländern wie Dänemark, Österreich, Luxemburg oder Spanien erhebliche Schwierigkeiten bei der Erreichung ihrer individuellen Ziele zeigen. Andere Mitgliedsländer wie Frankreich, Schweden, das Vereinigte Königreich oder Deutschland haben hingegen ihre Minderungsziele bereits erreicht.

Die Einhaltung der eigenen Kiotoverpflichtungen stellt selbstredend eine Grundvoraussetzung für die Glaubwürdigkeit der einseitigen Minderungsziele dar, die sich Deutschland für das Jahr 2020 gesetzt hat und die eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990 verlangen. Spätestens mit Bekanntgabe dieses ambitionierten Ziels hat Deutschland endgültig die weltweite Vorreiterrolle bei der Bekämpfung des Treibhausgasausstoßes übernommen, von dem überaus anspruchsvollen Ansinnen einer weitgehenden Dekarbonisierung Deutschlands bis zur Mitte des Jahrhunderts ganz zu schweigen. Andere Staaten haben sich keine derartig anspruchsvollen Ziele für die Zeit nach der Kiotoerfüllungsperiode von 2008-2012 gesetzt, für die es bislang kein dem Kiotoprotokoll vergleichbares internationales Klimaschutzabkommen gibt.

Abbildung 3:
EU-Burdensharing (hellblaue Balken) und Veränderung des Treibhausgasausstoßes (dunkelblaue Balken) in Prozent (1990-2010)



Quelle: EEA (2012)

Marktwirtschaftliche Energiewende

Zur besseren Einschätzung des beispiellosen Klimaschutzzeiges Deutschlands sollte bedacht werden, dass die bisherigen Minderungserfolge zu erheblichen Teilen einmaligen historischen Ereignissen zu verdanken sind. Dazu zählen der wirtschaftliche Zusammenbruch der ehemaligen DDR, die Erneuerung der Wirtschaft und Infrastruktur in Ostdeutschland nach der deutschen Wiedervereinigung sowie die tiefgreifende Rezession nach der Banken- und Finanzmarktkrise am Ende der ersten Dekade dieses Jahrhunderts. Darüber hinaus darf Deutschland nicht darüber hinwegsehen, dass neben vielen europäischen Ländern zahlreiche andere Industriestaaten, die das Kiotoprotokoll unterzeichnet und ratifiziert haben, von ihren Kiotozielen sehr weit entfernt sind (Abbildung 4). So ist Australien mit einer Emissionssteigerung um 31 Prozent zwischen 1990 und 2010 sehr weit von seinem Kiotoziel entfernt. In den USA, Kanada und Japan sind die Emissionen ebenfalls stark angestiegen. Die Kiotoverpflichtungen dieser Länder sehen hingegen Emissionsenkungen vor, die kaum mehr erreichbar scheinen, vor allem für Kanada. Bereits eine Umkehr der bislang steigenden Emissionstrends wäre für diese Länder als ein Erfolg anzusehen, an eine Einhaltung der Kiotoziele ist jedoch kaum zu denken.

Dies dürfte zusammen mit den substantiellen Kosten, die für den Klimaschutz aufzubringen sind, wesentlicher Grund dafür gewesen sein, dass selbst Staaten wie Kanada, die durch das Kiotoprotokoll vertraglich gebunden sind, davon Abstand nehmen (Böhringer, Rutherford 2010). So hat sich Kanada unmittelbar nach der Weltklimakonferenz in Durban im Jahr 2011 von seinen Kiotozielen offiziell distanziert. Dies ist wohl auch auf das Fehlen von wirksamen Sanktionen zurückzuführen (Böhringer 2010:60). Insgesamt sind die weltweiten CO₂-Emissionen trotz der erfolgreichen Minderungsanstrengungen der Europäischen Union zwischen 1990 und 2010 um rund 46 Prozent gestiegen (Abbildung 4), anstatt um 5,2 Prozent zu sinken, wie es das Kiotoprotokoll verlangt.

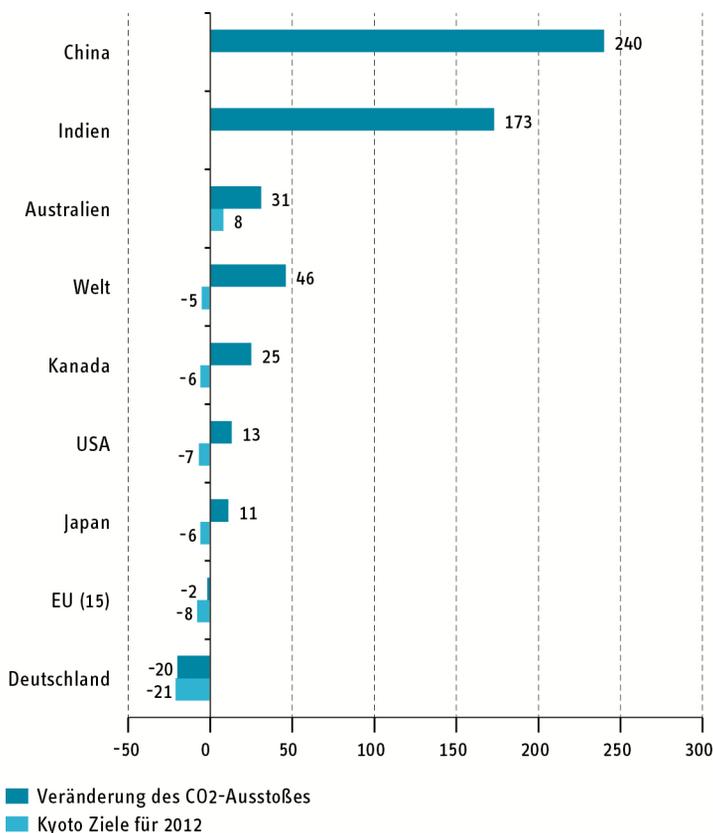
Allem Eifer Deutschlands sowie der EU-Kommission sind aber nicht zuletzt auch dadurch Grenzen gesetzt, dass die Anteile Deutschlands und selbst der EU-15-Staaten an den weltweiten CO₂-Emissionen relativ gering sind und im Jahr 2010 rund 2,5 Prozent bzw. etwa 10 Prozent betragen (Abbildung 5). Ohne ein Mitwirken von China und den USA, den beiden bedeutendsten Emittentenländern, deren Anteile an den globalen CO₂-Emissionen 2010 bei 25,1 und 18,5 Prozent lagen, können die globalen Emissionen in keinem Fall gesenkt werden, wie die Vergangenheit klar gezeigt hat.

Tatsächlich lautet die unbequeme Wahrheit, dass der Treibhausgasminderung in der Europäischen Union im globalen Kontext lediglich eine sehr untergeordnete

Bedeutung zukommt (Böhringer 2010:56). So haben sich die CO₂-Emissionen in China zwischen 1990 und 2010 mehr als verdreifacht (Abbildung 4) und stiegen von 2,45 auf 8,33 Mrd. Tonnen, wohingegen die CO₂-Emissionen der EU15-Staaten nur wenig gesunken sind, von 3,49 auf 3,43 Mrd. Tonnen (Cerina 2012). Der Minderung der EU15-Staaten um 0,06 Mrd. Tonnen stand somit ein Zuwachs an Emissionen in China von knapp 6 Mrd. Tonnen gegenüber.

Abbildung 4:

Veränderung des CO₂-Ausstoßes bedeutender Emittenten zwischen 1990 und 2010 in Prozent und Kyotoziele für Treibhausgasemissionen in Prozent



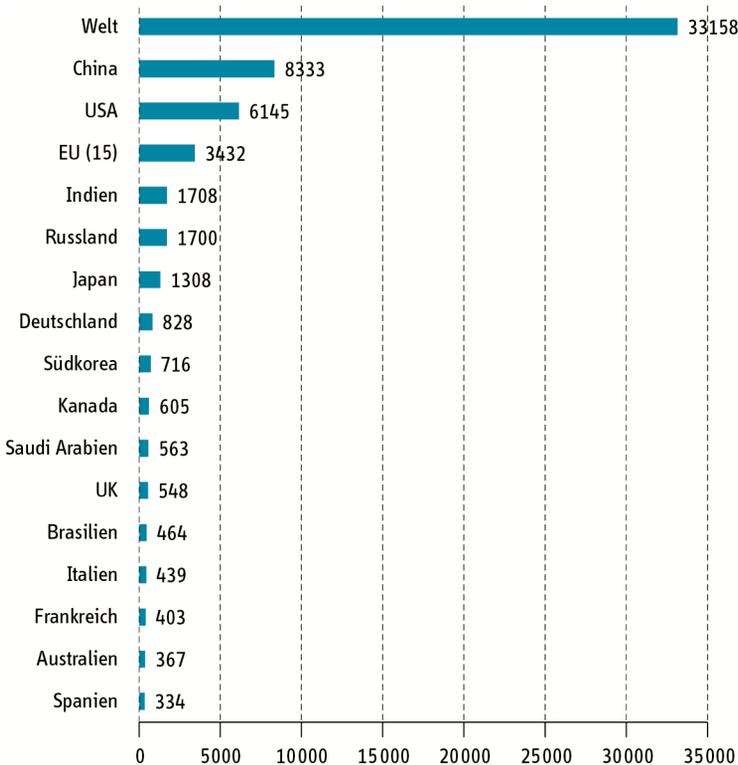
Quelle: Cerina (2012).

Marktwirtschaftliche Energiewende

Kurzum: Selbst wenn die EU-Länder ihre CO₂-Emissionen im Laufe der nächsten Jahrzehnte auf null zurückführen würden, hätte dies auf den globalen CO₂-Ausstoß lediglich eine sehr beschränkte Wirkung, ein deutscher Alleingang wäre vollends wirkungslos. Im Klartext: Ohne drastische Einschränkungen der künftigen Pro-Kopf-Emissionen in den übrigen OECD-Ländern sowie den prosperierenden Schwellenländern, welche bislang noch relativ niedrig ausfallen, ist der Anstieg der weltweiten Emissionen in Zukunft kaum zu dämpfen, geschweige denn, dass der globale Treibhausgasausstoß gegenüber dem heutigen Niveau gesenkt werden kann.

Abbildung 5:

CO₂-Emissionen der bedeutendsten Emittentenländer in Millionen Tonnen im Jahr 2010.



Quelle: Cerina (2012).

3. Kontraproduktive internationale Rückwirkungen

Die einseitigen Bemühungen Deutschlands und der EU-Kommission zur Treibhausgasminderung könnten nicht zuletzt auch deshalb wenig zur Dämpfung des weltweiten Emissionsanstiegs beitragen, weil sie kontraproduktive internationale Rückwirkungen haben können (Böhringer 2010:58). Nach den Erkenntnissen der umweltökonomischen Literatur könnten nämlich Länder ihre Minderungsanstrengungen zurücknehmen, wenn sich eine Nation wie Deutschland oder eine Staatengemeinschaft wie die Europäische Union weithin erkennbar und mit hoher Glaubwürdigkeit auf verstärkte Anstrengungen zur Emissionsvermeidung festlegt (Beirat BMF 2010:14).

Denn: Je stärker Deutschland und andere EU-Staaten zur Dämpfung des Anstiegs der weltweiten Emissionen beitragen, desto kleiner werden die Vorteile von Nicht-EU-Ländern aus deren eigenen Minderungsanstrengungen (Beirat BMF 2010:16). In anderen Worten: Bei sinkendem Grenznutzen ihrer Vermeidungsbemühungen wäre es für Nicht-EU-Staaten rational, ihre eigenen Anstrengungen infolge der Ambitionen Deutschlands und anderer EU-Länder einzuschränken.

Die übrigen Länder profitieren daher in doppelter Hinsicht von den Anstrengungen Deutschlands. Zum einen steigt deren Wohlfahrt in unmittelbarer Weise durch die verstärkten Emissionsminderungen Deutschlands, vorausgesetzt diese haben überhaupt einen positiven Effekt auf das Weltklima. Zum anderen sinken die Klimaschutzkosten der Nicht-EU-Staaten, falls diese ihre Emissionsminderungsmaßnahmen infolge der verstärkten Vermeidungsanstrengungen Deutschlands entsprechend zurückschrauben.

Kurzum: Die Änderung in ihrem Kosten-Nutzen-Kalkül führt dazu, dass die Nicht-EU-Länder ihre Treibhausgasminderungspolitik tendenziell weniger restriktiv bzw. ambitioniert ausgestalten als ohne die hohen Anstrengungen Deutschlands und anderer EU-Staaten, sodass die Nicht-EU-Länder ihre Treibhausgasvermeidungskosten reduzieren können (Hoel 1991). Die Wirkung der Selbstverpflichtung, die sich Deutschland durch die Verkündung des 40-Prozent-Ziels für 2020 auferlegt hat, könnte somit in einer als Crowding-Out bezeichneten Verdrängung der Vermeidungsanstrengungen anderer Länder bestehen. Dies kann zu einem teilweisen oder gar gänzlichen Ausgleich der durch Deutschland bewirkten Emissionsreduktionen führen (Beirat BMF 2010:14).

Wenn folglich Deutschland eine einseitige Selbstverpflichtung zu hohen Emissionsminderungen eingeht, mag man darauf hoffen, damit ein positives Beispiel zu setzen, dem andere Länder folgen. In einer rationalen Welt, in der die Emissionen von Ländern wesentlich durch deren individuelles Kosten-Nutzen-Kalkül bestimmt

Marktwirtschaftliche Energiewende

sind, könnte dies jedoch eine fromme Hoffnung bleiben (Beirat BMF 2010:14). Es besteht vielmehr die Gefahr, dass andere Länder durch die starke Vorreiterrolle Deutschlands nicht mehr, sondern weniger Anstrengungen zur Verringerung der globalen Emissionen unternehmen könnten. Die kurzfristigen Wohlfahrtswirkungen einer solchen Vorreiterpolitik sind eindeutig: Die Wohlfahrt im sich selbst verpflichtenden Deutschland sinkt, während sich die Wohlfahrt anderer Länder erhöht (Beirat BMF 2010:14).

Bei einer unilateralen Minderungspolitik, die auf Deutschland und andere EU-Staaten beschränkt bleibt, kommt es insbesondere zu Verlagerungen der Emissionen in Länder ohne Emissionsbeschränkungen (Hoel 1991, Felder, Rutherford 1993), ein Effekt, der unter den Begriffen „Emissions Leakage“ und „Carbon Leakage“ bekannt ist. Darunter versteht man das Phänomen, dass beispielsweise die einseitige Belastung der energieintensiven europäischen Industrie durch den EU-Emissionshandel zu Erhöhungen der Emissionen in Ländern außerhalb der EU führen, in denen keine vergleichbaren Klimaschutzkosten anfallen. Dadurch stehen den Emissionssenkungen in Europa erhöhte Emissionen im Nicht-EU-Ausland gegenüber (Oliveira-Martins et al. 1992).

Für Leakage gibt es drei Gründe: Erstens kann es zu Standortverlagerungen umwelt- und energieintensiver Industrien ins Nicht-EU-Ausland kommen. Kritiker halten dem entgegen, dass Umweltregulierung nur einer von vielen Standortfaktoren wäre, räumen die Möglichkeit der Standortverlagerung jedoch ein (Hentrich, Matschoss 2006:51). Zweitens können Importe umweltintensiver Güter die Produktion in Europa verdrängen. Dies dürfte nach den Ergebnissen einer empirischen Studie von Demailly und Quirion (2006) beispielsweise bei Zement in nicht unerheblichem Maße der Fall sein. Drittens könnte ein substantieller Nachfragerückgang in Ländern mit starken Emissionsminderungen zu weltweit geringeren Energiepreisen führen, sodass postwendend die Nachfrage nach fossilen Energierohstoffen in den übrigen Ländern steigt (Böhringer 2010:58).

Um diese kontraproduktiven Rückwirkungen abzuschwächen, kann es sinnvoll sein, energie- und handelsintensive Industrien weniger stark zu belasten (Böhringer, Schwager 2003:213), so wie dies etwa bei der EEG-Umlage oder der Erhebung der Stromsteuer in Deutschland geschieht. Auch die Kommission hat die Relevanz des Leakage-Effekts erkannt und wird die Unternehmen der handels- und zugleich energieintensiven Industriesektoren von der Verpflichtung der Ersteinzahlung der von ihnen benötigten Zertifikate ab dem Jahr 2013 teilweise befreien. Unter die Ausnahmeregelungen fallen diejenigen Sektoren, bei denen die durch den Emissionshandel verursachten zusätzlichen Energiekosten mindestens 5 Prozent der Bruttowertschöpfung betragen und deren Handelsintensität zugleich über

10 Prozent liegt. Als vom Carbon Leakage besonders betroffen und deshalb ebenfalls ausgenommen gelten sodann diejenigen Sektoren, für die bereits eines dieser beiden Kriterien bei über 30 Prozent liegt.¹

Eine allzu ambitionierte unilaterale Klimapolitik, die in Zukunft immer strengere Klimaschutzziele verfolgt, kann schließlich auch dazu führen, dass fossile Energieressourcen schneller gefördert werden, weil die Rohstoffanbieter befürchten könnten, dass infolge künftig verstärkter Klimaschutzbemühungen die Nachfrage und damit die Preise nach Energierohstoffen fallen. So könnte der weltweite Ausstoß an Treibhausgasen im Extremfall paradoxerweise sogar höher ausfallen als ohne Klimaschutzbemühungen („Grünes Paradoxon“, Sinn 2008).

¹Bei diesen Ausnahmeregelungen ist allerdings zu beachten, dass sie die so identifizierten Unternehmen nicht vollständig von den CO₂-Kosten entlasten. Vielmehr erhalten die energieintensiven Unternehmen, die sich nachweisbar im internationalen Wettbewerb behaupten müssen, in der kommenden Handelsperiode (2013-2020) eine Gratiszuteilung der Zertifikate lediglich in einer Höhe, die sich nach einem sektorspezifischen Benchmark bemisst (BMU 2008). Zur Festlegung der EU-einheitlichen Benchmarks werden jeweils die effizientesten 10 Prozent der Anlagen einer Branche in der EU betrachtet. Jene Unternehmen aber, die bei weitem nicht zu den 10 Prozent der effizientesten ihrer Branche gehören, könnten trotz Gratiszuteilung in Höhe des Benchmarks mit erheblichen Kosten infolge des Erwerbs der darüber hinaus benötigten Zertifikate konfrontiert sein.

Marktwirtschaftliche Energiewende

4. Globales Klimaabkommen zur Treibhausgasminderung?

Deutschlands einseitige Politik zur Senkung von Treibhausgasen sieht sich einem fundamentalen Dilemma ausgesetzt: Die Bürger eines einzelnen Landes, welche von dessen Regierung die vollen Kosten einer solchen Minderungspolitik aufgebürdet bekommen, profitieren nur zu einem geringen Teil von dieser Klimapolitik, falls denn diese Minderung der Treibhausgase überhaupt die globale Erwärmung signifikant beeinflussen kann. Nutznießer dieses Emissionsminderungsaufwands sind indessen auch die Bürger anderer Länder; der weit überwiegende Nutzen einer solchen Politik fällt folglich im Ausland an (Beirat BMF 2010:8).

Aus diesem Grund haben einzelne Länder in der Regel nur geringe Anreize, erhebliche Kosten für Treibhausgasminderungen aufzuwenden, da diese wegen der weltweiten Auswirkungen des Ausstoßes von Treibhausgasen allen Nationen zu Gute kommen, aber im weltweiten Maßstab wenig bewirken (Abschnitt 2). Es gilt sogar das Gegenteil: Ein einzelnes Land hat vielmehr den Anreiz, sich als Trittbrettfahrer zu verhalten (Weimann 1994:73) und nichts zu tun, um ohne eigenen Kostenaufwand von den Anstrengungen der anderen Länder zu profitieren.

Die zentrale Herausforderung ist daher, einen Weg zu finden, mit dem es gelingen kann, Staaten vom Trittbrettfahrerverhalten abzubringen und die Chancen für das Zustandekommen eines Klimaabkommens auf globaler Ebene zu erhöhen. Darin müssten sich nahezu alle Staaten, oder zumindest sämtliche bedeutenden Emittenten, Treibhausgasrestriktionen auferlegen. Aufgrund des Fehlens einer Weltregierung, die ein Trittbrettfahrerverhalten wirksam sanktionieren könnte (Weimann 1994:73), besteht internationale Klimapolitik allerdings allein aus freiwilligem Engagement. Dabei stellt sich die Frage, welche Rolle Kooperationen von Ländern spielen können, um die Teilnahmebereitschaft der übrigen Länder an einem globalen Klimaabkommen zu beeinflussen.

Kooperationen einer Teilgruppe von Ländern, etwa der 27 EU-Mitgliedstaaten, können für die einzelnen Teilnehmerstaaten durchaus attraktiv und ökonomisch rational sein, wie an dem folgenden Beispiel erläutert werden soll. Nimmt man vereinfachend an, dass sich die 27 EU-Staaten dazu verpflichten, jeweils dieselbe Emissionsmenge zu vermeiden, lohnt sich dies für ein einzelnes EU-Mitglied genau dann, wenn seine Emissionsminderungskosten geringer sind als der Nutzen, den die 27 Mal so hohe Emissionsminderung, zu der sich die Partnerländer via Vertrag verpflichtet haben, stiftet. Man würde meinen, dass die Teilnahme eines Landes an einem solchen Kooperationsvertrag umso attraktiver ist, je mehr Kooperationspartner sich zu Minderungsanstrengungen verpflichten, da die eigenen Anstrengungen mit dem entsprechenden Vielfachen an Emissionsminderung belohnt werden.

Auf den ersten Blick würde man folglich erwarten, dass eine solche Kooperation einer Teilgruppe von Ländern die Chancen für das Zustandekommen eines globalen Abkommens erhöht, da man sich von dieser Kooperation eine förderliche Signalwirkung erhoffen könnte und die mit der Kooperation übernommene Vorreiterrolle sich positiv auf die Erweiterung des Teilabkommens zu einem globalen Abkommen auswirkt.

Die Antwort der umweltökonomischen Literatur auf die Frage nach der Bedeutung von Teilkoperationen für die Chancen eines weltweiten Klimaabkommens ist jedoch höchst ernüchternd: Aus genau denselben Gründen, die in Abschnitt 3 dargestellt wurden und die dazu führen, dass das übermäßige Engagement eines einzelnen Landes wie Deutschland oder einer Staatengruppe wie der Europäischen Union die Bereitschaft der übrigen Länder zur Emissionsminderung verringern könnte, dürfte die Kooperationsbereitschaft der übrigen Länder durch eine Kooperation einer Teilgruppe von Staaten reduziert und so das Zustandekommen eines weltweiten Klimaabkommens sogar erschwert werden (Beirat BMF 2010:16), anstatt die Chancen auf ein solches zu verbessern. Denn: Je mehr ein Land oder eine Staatengruppe bereit ist zu tun und dies in einem Kooperationsvertrag zu manifestieren, desto attraktiver kann es für die übrigen Länder werden, selbst weniger zu vermeiden und einem zu erheblichen Anstrengungen verpflichtenden Abkommen fern zu bleiben, da der Grenznutzen der eigenen Anstrengungen mit den Bemühungen der Vorreiterländer sinkt.

Das Abkommen einer Teilgruppe von Staaten, wie etwa die Selbstverpflichtung der EU-Staaten für das Jahr 2020 auf eine 20-Prozent-Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990, kann somit die Dynamik zukünftiger Verhandlungen über ein weltweites Klimaabkommen negativ beeinflussen (Beirat BMF 2010:17). Abgesehen davon, dass die Klimapolitik Deutschlands kontraproduktiv wirken könnte, stehen die Chancen für ein globales Klimaabkommen, das die Beschränkung des Treibhausgasausstoßes der Staaten mit dem umfangreichsten Treibhausgasausstoß vorsieht und daher zu einer nennenswerten Verringerung der globalen Emissionen führt, ohnehin denkbar schlecht. So wird sich China, der weltweit größte Produzent von Treibhausgasen, mit Sicherheit keinerlei Emissionsbeschränkung unterwerfen wollen, denn diese würden zulasten der wachsenden Prosperität dieses Landes gehen.

Zu Recht würde China stattdessen zuerst von denjenigen Ländern ihren substantiellen Tribut verlangen, die in der Vergangenheit vorwiegend für den Anstieg der globalen Treibhausgaskonzentration verantwortlich waren. Mit dem ebenso berechtigten Hinweis auf die geringe Effektivität verweigert der zweitgrößte Emittent, die USA, bereits heute einschneidende Vermeidungsmaßnahmen, falls Schwellenländer

Marktwirtschaftliche Energiewende

wie China oder Indien sich nicht ebenfalls zu Minderungsanstrengungen verpflichten, die den künftigen Anstieg ihrer Emissionen deutlich dämpfen.

5. Mangelnde Kosteneffizienz der deutschen Treibhausgas-minderungspolitik

Auch wenn die deutsche Klimapolitik nach diesen Erläuterungen im weltweiten Maßstab wenig, wenn nicht gar Kontraproduktives bewirkt, stellt sich die Frage nach der Kosteneffizienz dieser eindimensionalen Politik, die vor allem auf die Vermeidung von Treibhausgasen ausgerichtet ist, während die Strategie der Anpassung an den Klimawandel bislang sehr stiefmütterlich behandelt wird. An der Kosteneffizienz aber lässt sich vor allem aus folgenden Gründen zweifeln (Böhringer 2010:63): Erstens sind Mehrkosten dadurch programmiert, dass neben dem im Jahr 2005 eigens zum Zwecke der Treibhausgas-minderung etablierten, EU-weit wirkenden Klimaschutzinstrument des Handels von CO₂-Emissionszertifikaten eine Vielzahl von sich überlagernden Regulierungsinstrumenten in Deutschland zum Einsatz kommen, allen voran das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung regenerativer Energietechnologien. Und dies, obwohl laut umweltökonomischer Literatur die Minderung von Treibhausgasen mit dem Emissionshandel auf kurze Sicht zu den geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten erreicht werden kann. Durch dieses Klimaschutzinstrument können Emissionsminderungsziele nicht nur ökologisch treffsicher, sondern – zumindest in statischer bzw. kurzfristiger Betrachtungsweise – auch ökonomisch effizient realisiert werden (Bonus 1998:7).

Zweitens entstehen auch dadurch erhebliche Mehrkosten, dass der Emissionshandel bislang auf die Europäische Union begrenzt ist (Nordhaus 2009:50). Eine Ausweitung des EU-Emissionshandelssystems auf weitere Regionen, welche insbesondere die größten Emittenten wie die USA und China einschließen müsste, würde die Vermeidung ein und derselben Emissionsmenge zu günstigeren Kosten erlauben, da die Emissionen dort gemindert werden könnten, wo es am kostengünstigsten ist (Böhringer 2010:64). Mit einer internationalen Ausweitung des Emissionshandels würde sich die Anzahl an zur Verfügung stehenden kostengünstigen Vermeidungsoptionen beträchtlich vergrößern. Im Ergebnis führt dies zu einer Senkung der Kosten für die Erreichung einer bestimmten Emissionsminderung. Zu einer Ausweitung des EU-Emissionshandelssystem auf einen weltweiten Handel besteht aber wenig Hoffnung, da dies ein weltumspannendes klimapolitisches Abkommen voraussetzt. Die Aussichten auf den Abschluss eines wirkungsvollen internationalen Klimaabkommens mit völkerrechtlich bindenden Minderungszielen der bedeutendsten Emittenten sind allerdings sehr schlecht, wie im vorigen Abschnitt erläutert wurde.

Drittens ist Deutschland, ebenso wie die Europäische Union, trotz der als positiv hervorzuhebenden Etablierung und Weiterentwicklung des Emissionshandels noch weit von einer kohärenten Klimapolitik entfernt (Böhringer 2010:66). Dies ist vor-

Marktwirtschaftliche Energiewende

wiegend dem Umstand geschuldet, dass in den Emissionshandel bislang nur der Stromerzeugungssektor und die energieintensiven Produktionsbetriebe einbezogen sind, welche zusammen für etwa 40 Prozent der EU-weiten CO₂-Emissionen verantwortlich sind. Andere Bereiche wie der Verkehrssektor oder die Sektoren der privaten Haushalte und der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen sind hingegen nicht in den Emissionshandel integriert. Anstatt den Emissionshandel auf andere Bereiche auszuweiten, besteht sowohl in Deutschland als auch in der Europäischen Union bedauerlicherweise die Tendenz, jeden Sektor spezifisch zu regulieren, um so die nationalen und EU-weiten Treibhausgasminderungsziele zu erreichen. Dies hat erhebliche Effizienzverluste zur Folge (Böhringer et al. 2005, 2009).

So ist im Bereich des privaten PKW-Verkehrs künftig ein spezifischer Emissionsstandard das von der Kommission präferierte Regulierungsinstrument (Frondel, Schmidt 2008:330). Mit der EU-Verordnung 443/2009 ist ab 2012 für Neuwagen ein zulässiges Höchstmaß an spezifischen CO₂-Emissionen je Kilometer vorgeschrieben, das mit der Masse des Fahrzeugs ansteigen darf (Frondel, Schmidt 2009:179). Mit dieser Art der Regulierung sind CO₂-Vermeidungskosten verbunden, die zwischen 475 und 950 Euro je Tonne CO₂ liegen können (Frondel, Schmidt, Vance 2011). Die hohen Vermeidungskosten, die mit dieser Regulierung verbunden sein können, gehen bei einer zwar weitgehend unbekannt, aber definitiv endlichen Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung für Klima- bzw. Umweltschutz unmittelbar zu Lasten anderer, kostengünstigerer Treibhausgasvermeidungsmaßnahmen.

Zusätzlich zum Emissionshandel sieht die EU-Kommission eine Vielzahl an weiteren Maßnahmen und Politikinstrumenten vor, um damit die in ihrem Energie- und Klimaschutzpaket genannten 20-20-20-Ziele erreichen zu können.² An Stelle sind dabei die EU-Richtlinien zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zum Ausbau des Einsatzes von erneuerbaren Energietechnologien zu nennen.

Zu dem Bündel an Regulierungen zur Erreichung dieser Ziele zählt nicht zuletzt auch das am 1. September 2009 erlassene, sukzessive Verbot des Verkaufs herkömmlicher Glühbirnen, das bis spätestens 31. August 2012 den Verkauf sämtlicher Arten von Glühbirnen in der EU verbietet (EU-Verordnung 244/2009) und daher unter dem Begriff „Glühbirnenverbot“ firmiert. Dieses Verbot wird von der Kommis-

²Dabei stellt die Minderung der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent gegenüber 1990 eines der Ziele für das Jahr 2020 dar, während die Ausweitung des Beitrags der erneuerbaren Energietechnologien zur Deckung des (Brutto-)Endenergieverbrauchs in der EU auf 20 Prozent bis 2020 sowie die Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent gegenüber dem Weiter-wie-Bisher die übrigen Zielmarken sind.

sion vor allem mit zwei Argumenten gerechtfertigt (Frondel, Lohmann 2010, 2011). Erstens würden energieeffiziente Energiesparlampen den privaten Haushalten und übrigen Stromverbrauchern helfen, Strom und damit Kosten zu sparen, sodass deren Stromrechnungen signifikant sinken. Frondel, Lohmann (2010) halten dem entgegen, dass die Verwendung von Energiesparlampen zwar bei häufiger Nutzung große Kostenvorteile aufweist. Bei sehr geringen Nutzungszeiten, wie dies etwa bei der Keller- und Dachbodenbeleuchtung der Fall ist, erleiden die Verbraucher durch dieses Verbot aber wirtschaftlichen Schaden. Allein aus diesem Grund ist das generelle Glühbirnenverbot der EU-Kommission unangebracht und sollte wieder zurückgenommen werden.

Mit den Einsparungen an Strom infolge des Glühbirnenverbots kann nach Auffassung der Kommission zweitens der Ausstoß an Treibhausgasen verringert werden, der mit der konventionellen Erzeugung von Strom auf Basis fossiler Brennstoffe wie Kohle oder Gas verbunden ist. Tatsächlich aber ist der Nettoeffekt dieses Verbotes bei einer Koexistenz mit dem 2005 etablierten Emissionshandel gleich null, ebenso wie bei allen anderen Maßnahmen, die auf eine Absenkung des Stromverbrauchs und des damit verbundenen CO₂-Ausstoßes abzielen: Da der Emissionshandel eine bindende Obergrenze für die CO₂-Emissionen vorgibt, können mit Maßnahmen wie etwa der EEG- Förderung alternativer Stromerzeugungstechnologien in Deutschland keinerlei weitere Einsparungen erzielt werden (BMWA 2004:8, Frondel, Ritter, Schmidt 2008a:4201).³

Die via EEG geförderte Stromerzeugung sorgt zwar für geringere Emissionen im deutschen Stromsektor, weshalb die Zertifikatpreise niedriger ausfallen als ohne EEG. Dadurch werden jedoch Vermeidungsmaßnahmen in anderen am Emissionshandel beteiligten Sektoren nicht ergriffen, weil es kostengünstiger ist, stattdessen

³Ein weiteres Beispiel für ein ebenfalls den Emissionshandel berührendes Instrument sind Stromsteuern. Eine solche wurde in Deutschland unter dem Begriff Ökosteuer im Jahr 1999 eingeführt. Unternehmen, die sowohl Stromsteuern bezahlen als auch dem Emissionshandel unterliegen, vermeiden ineffizient viel (Böhringer 2010:68). Dadurch subventionieren sie indirekt die Unternehmen solcher EU-Länder, die ebenfalls in den Emissionshandel eingebunden sind, aber nicht einer Stromsteuer unterworfen sind. Auch hier gilt: Da die Gesamtemissionen im EU-Emissionshandel gedeckelt sind, haben zusätzliche Strom- oder CO₂-Steuern keinen CO₂-senkenden Effekt (Böhringer 2010:68). Dies gilt ebenso für alle weiteren Instrumente, die auf eine Senkung des Stromverbrauchs in den EU-Ländern abzielen. Dazu gehören in Deutschland etwa das Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz, das den Kauf energieeffizienter Stromgeräte stärkt, die Förderung der Kraft-Wärmekopplung (KWK) via KWK-Gesetz oder das Energiebetriebe-Produkte-Gesetz, das ineffiziente Geräte vom Markt ausschließt. Infolge der gleichzeitigen Existenz des Emissionshandels sind diese Gesetze ebenso nutzlos im Hinblick auf Treibhausgaseneinsparungen (Häder 2010:17) wie der in Italien und Großbritannien etablierte Handel mit sogenannten weißen Zertifikaten, mit dem Stromeinsparungen erreicht werden sollen.

Marktwirtschaftliche Energiewende

Zertifikate zu kaufen. Andere Stromerzeugungssektoren in der EU sowie die Industriegesektoren, die in den Emissionshandel eingebunden sind, weisen folglich höhere Emissionen auf und gleichen so die Emissionseinsparungen, die im deutschen Stromerzeugungssektor durch das EEG ausgelöst werden, gänzlich aus.

Im Ergebnis ergibt sich lediglich eine Emissionsverlagerung, der durch das EEG bewirkte CO₂-Einspareffekt ist aber innerhalb der EU de facto null (BMWA 2004:8, Morthorst 2003). So kann es sich bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien in der EU und den damit verbundenen signifikanten CO₂-Preis senkenden Wirkungen gerade für die Betreiber alter Kohlekraftwerke eher lohnen, ihre wenig effizienten, emissionsintensiven Anlagen weiter zu betreiben, als wenn der Anteil der Erneuerbaren nicht weiter gesteigert worden wäre. Durch die Regulierungsüberlagerung kommt es somit zu paradoxen Folgen (Böhringer 2010:69).

Letztlich werden dadurch aber vergleichsweise kostengünstige Maßnahmen nicht ergriffen, die in der kontrafaktischen Situation ohne ein deutsches EEG umgesetzt worden wären. Stattdessen wird gerade mit der Solarstromproduktion eine sehr teure Technologie zur Vermeidung von CO₂-Emissionen umgesetzt. So taxieren Frondel, Ritter, Schmidt, Vance (2010a:119) die mit der Förderung der Photovoltaik in Deutschland einhergehenden Vermeidungskosten für das Jahr 2009 auf mehr als 600 Euro je Tonne CO₂. Die Internationale Energieagentur geht sogar von einem höheren Wert von rund 1 000 € je Tonne aus (IEA 2007:74). Mittlerweile sind die Vermeidungskosten bei Photovoltaik aufgrund der Senkung der Einspeisevergütungen stark gesunken. Dennoch liegen sie noch weit über 300 Euro je Tonne CO₂ (Weltenergieatlas Deutschland 2012:23), während der CO₂-Zertifikat-Preis im Rahmen des Emissionshandels bislang noch nicht über 30 Euro je Tonne hinausging.

Enorme Ineffizienz bei Photovoltaik

Der Berechnungsmethode von Frondel, Ritter und Schmidt (2008a, b) folgend sind in Tabelle 1 die bis dato angehäuften realen Nettokosten (in Preisen von 2011) der EEG-Förderung für die Photovoltaik dargestellt. Diese ergeben sich im Wesentlichen aus der Differenz der Einspeisevergütungen und dem Wert des Stroms bemessen in Börsenstrompreisen. Für die künftige Entwicklung der Börsenstrompreise wird das Hochpreisszenario aus der Studie von Nitsch et al. (2005) unterstellt. Dieses Szenario erscheint aus der gegenwärtigen Perspektive keineswegs unrealistisch: Eine Inflationsrate von 2 Prozent unterstellend nehmen die Grundlaststrompreise demnach von 5,68 Cents je kWh im Jahr 2011 auf nominal 8,47 Cents je kWh im Jahr 2020 zu (Frondel, Schmidt, Vance 2012). Tatsächlich lag der Jahresdurchschnitt der Grundlaststrompreise im Jahr 2011 bei 5,61 Cents je kWh (BDEW, 2012:16).

Tabelle 1:

Nettokosten der Förderung von Photovoltaik in Deutschland

	Jährliche Zuwächse an Kapazitäten und Solarstromerträgen		Nettokosten	
	MW	Mio. kWh	in Mrd. €	in Mrd. € ₂₀₁₁
2000	53	43	0,389	0,405
2001	110	89	0,802	0,819
2002	110	89	0,752	0,753
2003	139	112	0,889	0,873
2004	670	542	4,779	4,598
2005	951	769	7,338	6,919
2006	843	682	6,094	5,635
2007	1 271	1 028	8,595	7,795
2008	1 950	1 577	12,316	10,956
2009	3 794	3 068	19,810	17,296
2010	7 406	5 988	30,230	25,924
2011	7 500	6 064	20,669	17,448
Kumulierte Nettokosten 2000-2011:			112,663	99,421

Quellen: Jährlicher Kapazitätszuwachs: BMU (2011). Nettokosten: Frondel, Schmidt, Vance (2012), zu Details siehe Frondel, Ritter, Schmidt (2008a, b).

Die realen Nettokosten für alle zwischen 2000 und Ende 2011 in Deutschland installierten Photovoltaikanlagen belaufen sich nach Berechnung von Frondel, Schmidt und Vance (2012) auf knapp 100 Mrd. € (in Preisen von 2011), ein gewaltiger Betrag, wenn man bedenkt, dass der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung in Deutschland derzeit bei lediglich rund 4 Prozent liegt. Allein der im Jahr 2010 erfolgte Zubau an Anlagen verursachte Nettokosten in Höhe von 25,9 Mrd. € (Tabelle 1), mithin mehr als ein Viertel der gesamten bisherigen Nettokosten. Die immer neuen Zubaurekorde der vergangenen drei Jahre verursachten mit rund 60 Mrd. € den Großteil der bisherigen Nettokosten.

Künftige Kosten der EEG-Förderung (2012-2020)

Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 wurden im Rahmen dieses Förderinstruments für Erneuerbare von den Stromverbrauchern Subventionszahlungen von bislang rund 52,3 Mrd. Euro geleistet (BDEW 2012b:21). Weitere Zahlungsverpflichtungen für die Erneuerbaren, die wegen des explosionsartigen Photovoltaikzubaues

Marktwirtschaftliche Energiewende

im dreistelligen Milliardenbereich liegen und in den kommenden 20 Jahren von den Verbrauchern beglichen werden müssen, stehen bereits fest. Unter Beibehaltung der oben skizzierten und in allen unseren früheren Studien, wie etwa Frondel, Ritter, Schmidt (2008a, b), benutzten Methodik werden im Folgenden die künftig hinzukommenden Zahlungsverpflichtungen abgeschätzt, wenn das heutige EEG bis 2020 weiterhin Gültigkeit besitzen würde.

Beginnend mit dem größten Kostentreiber der Vergangenheit, der Photovoltaik, gehen wir von einem unverändert starken Zubau aus und nehmen für das Jahr 2012 einen erneuten Zubaurekord von 8 000 MW an (Tabelle 2), auch wenn bis Ende April 2012 nach Angaben der Bundesnetzagentur erst 2 328 MW neu installiert wurden (Abbildung 6). Die Größenordnung von 8 000 MW für das Jahr 2012 wird von Kennern der Branche genannt und beruht auf der Annahme erneuter starker Schlussverkaufseffekte, die nach den neuen Regelungen für Photovoltaik für den Herbst 2012 erwartet werden können (Tabelle A3). Derartige Schlussverkaufseffekte waren in der Vergangenheit häufig zu beobachten (Abbildung 6). So wurden bei einer jährlichen Zubauleistung von insgesamt rund 7 500 MW allein im Dezember 2011 rund 3 000 MW an Photovoltaikleistung neu installiert.

Tabelle 2:

Zusätzliche Nettokosten der künftigen Förderung von Photovoltaik, falls das heutige EEG bis 2020 Gültigkeit besäße

2012-2020

	Jährliche Zuwächse an Kapazitäten und Solarstromerträgen		Nettokosten	
	MW	Mio. kWh	in Mrd. €	in Mrd. € ₂₀₁₂
2012	8 000	6 469	11,017	9,416
2013	7 500	6 064	3,795	3,314
2014	7 500	6 064	0,564	0,521
2015	4 200	3 396	0	0
Kumulierte Nettokosten:			15,376	13,251

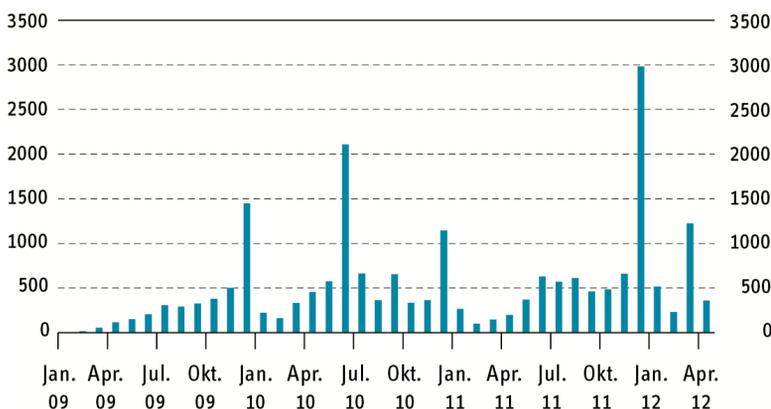
Quelle: Eigene Berechnungen.

Auch für die kommenden Jahre erwarten wir eine ähnlich hohe Zubauleistung an Photovoltaik (Tabelle 2), da die in der jüngsten Novellierung des EEG vom Sommer 2012 genannte absolute Höchstgrenze von 52 000 MW für die gesamte Photovoltaikförderung einen nachhaltigen Ansturm auf neue Anlagen auslösen könnte. Aufgrund der im EEG festgelegten starken Absenkung der Vergütungen bei den in

Tabelle 2 dargestellten jährlichen Zuwächsen an Photovoltaikleistung fällt der größenklassengewichtete Durchschnitt der Solarstromvergütung innerhalb weniger Jahre unter das Niveau des oben skizzierten Strompreisszenarios (Abbildung 7). Als Resultat wäre nach dem Jahr 2015 keine direkte Förderung mehr vonnöten, da der Verkauf von Solarstrom zum Börsenpreis mehr einbringen würde als die Inanspruchnahme der dann geltenden Einspeisevergütungen.

Abbildung 6:

Monatlicher Zubau an Photovoltaikleistung



Quelle: BNetzA 2012

Dennoch werden Solarstromproduzenten auch über das Jahr 2015 hinaus subventioniert werden und zwar auf indirekte Weise: Bei einer massiven Zunahme des Eigenverbrauchs von Solarstrom, mit der künftig bei steigenden Strompreisen, weiter fallenden Einspeisevergütungen sowie sinkenden Modulpreisen zu rechnen sein wird,⁴ werden die Einnahmen aus der im Strompreis enthaltenen Strom- und Mehrwertsteuer geringer ausfallen und die EEG-Umlage sowie die Netznutzungsentgelte werden von den übrigen Stromverbrauchern getragen werden müssen. Während die Eigenverbraucher von Solarstrom nach geltendem Recht von der

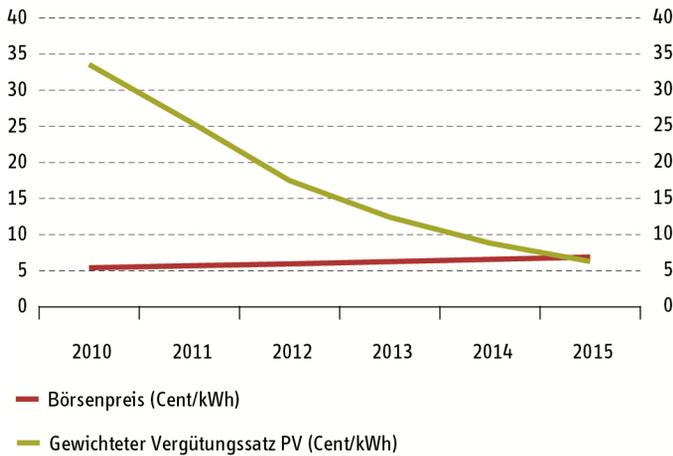
⁴ Mit dem Absinken der Einspeisevergütungen und dem weiteren Verfall der Modulpreise wird es für Investoren mit künftig weiter steigenden Strompreisen immer attraktiver, den produzierten Solarstrom selbst zu verbrauchen, da jede nicht vom Energieversorger bezogene Einheit Strom in zunehmendem Maße Kosten erspart. So haben Haushalte mit einem Verbrauch von 3 500 kWh im Jahr 2012 im Durchschnitt knapp 26 Cent für jede vom Versorger bezogene kWh zu bezahlen (Abbildung 2).

Marktwirtschaftliche Energiewende

Zahlung dieser Steuern und Abgaben befreit sind und dadurch subventioniert werden, wird es so zu Umverteilungen kommen, welche die Netznutzungsentgelte und die EEG-Umlage zusätzlich in die Höhe treiben werden.

Abbildung 7:

Börsenpreis für Strom und gewichteter Vergütungssatz für Solarstrom
in Cent je kWh.



Dies wird die schon bestehende Umverteilung von tendenziell ärmeren Haushalten, welche sich keine Photovoltaikanlage leisten können, zu tendenziell reicheren Haushalten, die in solche Anlagen investiert haben, weiter verschärfen. Derartige Umverteilungen beinhalten sozialen Sprengstoff, der die Akzeptanz der Bevölkerung für die Förderung erneuerbarer Energien ebenso zum Bröckeln bringen kann wie die regionale Umverteilung, die mit dem EEG heute schon verbunden ist. So ist Bayern mit einem Saldo von rund 1,1 Mrd. Euro größter Profiteur des EEG, vor allem dank der Photovoltaik, wohingegen Nordrhein-Westfalen mit rund 2,25 Mrd. Euro der mit Abstand größte Nettozahler ist (Abbildung 8).

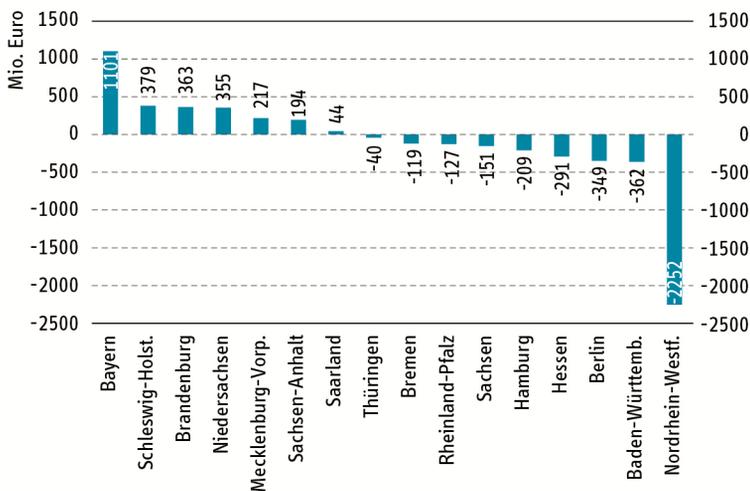
Behält man das heutige EEG-Fördersystem bis 2020 in unveränderter Form bei, kommen nach unseren Berechnungen weitere Zusatzkosten auf die Stromverbraucher zu, die bei knapp 59 Mrd. Euro in heutigen Preisen liegen (Tabelle 3). Weil sich die Berechnungen auf die kostenträchtigsten Technologien konzentrieren und die EEG-geförderte Stromerzeugung auf Basis kleiner Wasserkraftanlagen nicht berücksichtigt wurde, stellt die genannte Summe aus diesem und anderen Gründen wohl eher eine Untergrenze dar. So werden die Zusatzkosten bei der Stromerzeugung

aus Biomasse, für die wir den in der BMU-Leitstudie 2011 genannten Ausbau unterstellt haben (siehe Tabelle A1 im Anhang), wohl eher unterschätzt, weil diese mit einem mittleren Vergütungssatz berechnet und nicht sämtliche Boni einbezogen wurden.

Diese Art der Stromproduktion auf Basis von Biomasse stellt die Verbraucher nach unseren Berechnungen sogar vor noch höhere Kosten als die künftige Photovoltaikförderung. Die Zahlungsverpflichtungen für Photovoltaik könnten sich nach unseren Schätzungen auf rund 13 Mrd. Euro (in heutigen Preisen) belaufen, die zu den bisher angehäuften Solarsubventionen von knapp 100 Mrd. Euro hinzukämen. Die größte unmittelbare Kostenbelastung bei der künftigen EEG-Förderung entsteht jedoch voraussichtlich durch die Errichtung von Windparks vor deutschen Küsten (Wind Offshore). Dafür haben wir unterstellt, dass alle bislang genehmigten Parks bis spätestens 2020 fertig gestellt werden (siehe Tabelle A2 im Anhang).

Abbildung 8:

Regionale Umverteilungswirkung des EEG
im Jahr 2011



Quelle: BDEW 2012b

Marktwirtschaftliche Energiewende

Ein wesentlicher Grund für die hohen Kosten sind die großen Abstände dieser Parks von der deutschen Küste, wohingegen britische Off-Shore Windparks nahe an den Küsten errichtet werden dürfen. Dementsprechend sind die EEG-Anfangsvergütungen für Offshore-Windstrom relativ hoch: Nach dem sogenannten Stauchungsmodell, mit dem wir hier gerechnet haben, beträgt die Anfangsvergütung für Offshore-Windstrom 19 Cent je kWh. Diese wird über einen Zeitraum von 8 Jahren gewährt, während danach die Vergütungen für weitere 12 Jahre Förderung geringer ausfallen.

Tabelle 3:

Zusätzliche Nettokosten der Förderung Erneuerbarer, falls das EEG bis 2020 Gültigkeit besäße
(2012-2020)

	Zubau	Zuwachs	Zusatzkosten	
	2012-2020	2012-2020	über 20 Jahre	
	MW	Mrd. kWh	Mrd. €	Mrd. € ₂₀₁₂
Biomasse	2 058	14,584	21,021	17,033
Photovoltaik	27 200	21,993	15,376	13,251
Wind Onshore	10 489	39,526	2,375	2,215
Wind Offshore	9 515	30,448	26,690	23,182
Geothermie	283	1,595	4,025	3,086
Gesamt	49 545	108,146	69,487	58,767

6. Marktwirtschaftliche Förderung erneuerbaren Energien

Dass sich der Ausbau der Erneuerbaren bislang in nationaler Verantwortung befindet, anstatt in eine gemeinsame europaweite Förderstrategie eingebunden zu sein, ist eine wesentliche Ursache für die enorme Ineffizienz der Förderung durch das deutsche EEG. Dadurch wird eine nach meteorologischen und topographischen Gesichtspunkten effiziente Verteilung der Anlagenstandorte verhindert. Im Ergebnis führte die massive EEG-Förderung zu der paradoxen Situation, dass es im relativ sonnenarmen Deutschland zum weltweit schnellsten Zubau bei der Photovoltaik gekommen ist. Aktuell beträgt die in Deutschland installierte Leistung an Photovoltaik rund 28 000 Megawatt (MW) und entspricht etwa einem Drittel der konventionellen Kraftwerkskapazität, trägt jedoch lediglich rund 4 Prozent zur Stromproduktion bei. Die spezifische Photovoltaik-Kapazität von 212 Watt je Einwohner lag in Deutschland weit über dem europäischen Durchschnitt von 58,5 Watt je Einwohner. Mit einer am Ende des Jahres 2010 installierten Leistung von 17 200 MW wies Deutschland einen Anteil von 43,5 Prozent der weltweiten Kapazitäten zur Solarstromerzeugung auf Basis von Photovoltaik auf (Earth Policy Institute 2012). Zum Vergleich: Das sonnenreiche Griechenland hatte einen Anteil von 0,5 Prozent; mit 3 800 MW bzw. einem Anteil von 9,6 Prozent an den globalen Kapazitäten lag Spanien weit abgeschlagen an der zweiten Stelle der Weltrangliste. Die Kapazitäten bzw. globalen Anteile der USA und China waren im Jahr 2010 mit 2 500 und 900 MW bzw. 6,4 und 2,3 Prozent hingegen sehr bescheiden im Vergleich zur Größe und dem Solarpotential dieser Länder.

Selbst wenn man einmal die Effizienzvorteile eines europäischen, anstatt eines rein nationalen Ausbaus außer Acht lassen würde, gäbe es bei der derzeitigen Förderung der Erneuerbaren durch das EEG erhebliche Effizienzreserven zu heben. Dazu sollte verstärkt auf weniger unwirtschaftliche Technologien gesetzt werden, anstatt den Zubau der sehr teuren Photovoltaikanlagen zu forcieren. Das Gegenteil ist bislang hingegen der Fall: Experten erwarten nach den beiden Rekordjahren 2010 und 2011 für das Jahr 2012 einen weiteren Zubaurekord in Deutschland von 8 000 MW neu installierter Leistung. Sehr verwunderlich sind auch die aktuellen Ausbaupläne der Politik, die praktisch eine weitere Verdopplung der aktuell vorhandenen Kapazitäten bedeuten. So sieht der jüngste Kompromiss zur Kürzung der Einspeisevergütungen ein absolutes Ende der Photovoltaikförderung erst bei einem Höchstwert von 52 000 MW vor. Wegen des explosiven Wachstums der vergangenen Jahre und der nahezu ungebremsten Ambitionen der Politik ist allein aus diesem Grund eine fundamentale Änderung des Förderregimes schnellstens geboten.

Durch Einführung eines einheitlichen Fördersatzes ließe sich der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energietechnologien in Deutschland zu

Marktwirtschaftliche Energiewende

weitaus geringeren Kosten realisieren, vorausgesetzt der einheitliche Fördersatz läge deutlich niedriger als die aktuellen Vergütungen für die besonders ineffizienten Arten der Stromerzeugung auf Basis von Biomasse, Photovoltaik oder Windkraftanlagen vor deutschen Küsten. Infolge eines einheitlichen Fördersatzes käme es zum ersten Mal in der über zwanzigjährigen Geschichte der Förderung „grünen“ Stroms zu einem Wettbewerb unter den alternativen Stromerzeugungstechnologien; ihr Zubau würde sich erstmals an den Kosten der Stromerzeugung orientieren. Darüber hinaus würde ein starker Anreiz geschaffen, bei der Errichtung von Neuanlagen regionale Standortvorteile in Bezug auf Windstärken und Sonnenscheindauern zu berücksichtigen. Im Gegensatz dazu gleicht das heutige EEG entsprechende Nachteile über höhere Vergütungen aus. Ein weiterhin bestehender Nachteil einheitlicher Fördersätze wäre allerdings, dass es noch immer keinerlei Anreize für eine nachfrageorientierte Einspeisung von grünem Strom in die Stromnetze gäbe.

Die technologie- und größenneutrale Ausgestaltung der Förderung durch die Vereinheitlichung der EEG-Fördersätze für alle zukünftig zu installierenden Anlagen wäre somit lediglich ein erster Schritt in Richtung einer streng am Prinzip der Kosteneffizienz ausgerichteten Förderpolitik, die nach der kostenminimalen Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien trachtet. Die ursprünglich rein auf die Erprobung von Nischentechnologien ausgerichtete Förderung durch das EEG sollte daher baldmöglichst durch ein Fördersystem ersetzt werden, das insbesondere die Kooperation mit anderen europäischen Ländern erlaubt, um so für die gesamte Palette an Erzeugungstechnologien Standortvorteile nutzen zu können.

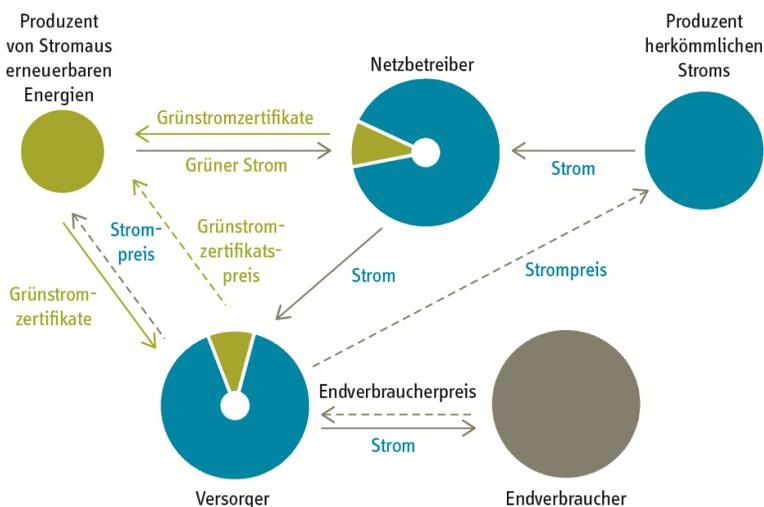
Die Monopolkommission (2011) und der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR 2011) haben dazu eine marktbasierende Mengensteuerung in Form von Quoten für „grünen“ Strom vorgeschlagen. Bei einer solchen Quotenlösung würden die Energieversorger verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres an die Endverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien zu decken. Da man dem homogenen Gut Strom nicht ansehen kann, welche Technologie zu dessen Erzeugung verwendet wurde, würden die Produzenten von „grünem“ Strom in einem Quotensystem für jede eingespeiste Einheit an Strom von den Übertragungsnetzbetreibern sogenannte Grünstromzertifikate erhalten (Abbildung 9). Gleichzeitig würden Energieversorger dazu verpflichtet, am Ende eines jeden Abrechnungszeitraums eine bestimmte Menge an Grünstromzertifikaten vorzuweisen. Diese Menge ergibt sich aus der geforderten Grünstromquote und der vom jeweiligen Versorger an die Endverbraucher gelieferten Strommenge.

Die Grünstromzertifikate könnten an Börsen gehandelt werden, wodurch sich zu jedem Zeitpunkt ein einheitlicher Marktpreis für die Grünstromzertifikate ergibt. Die gesetzliche Mindestquote, die zu einer Mindestnachfrage nach Grünstromzertifika-

ten führen würde, hat einen positiven Zertifikatpreis an der Börse zur Konsequenz.⁵ Die Produzenten von grünem Strom würden Einnahmen aus zweierlei Quellen erzielen: Einerseits erhielten sie Einnahmen aus dem Verkauf des grünen Stroms zum jeweiligen Marktpreis, andererseits durch die Veräußerung der mit der Grünstromproduktion erhaltenen Zertifikate. Da das Vertrauen der Investoren in die langfristige Gültigkeit des Fördersystems eine zentrale Voraussetzung für den erfolgreichen Ausbau an Erneuerbaren darstellt, sollte den Investoren in Anlehnung an die Regelungen des EEG garantiert werden, dass sie für Strom aus den neu errichteten Anlagen bis zu 20 Jahre lang Zertifikate erhalten werden und die Handelbarkeit der Grünstromzertifikate für diesen Zeitraum garantiert wird.

Abbildung 9:

Schematische Darstellung des Quotensystems mit integriertem Handel mit Grünstromzertifikaten



Quelle SVR 2011: 257

Der Handel mit Grünstromzertifikaten würde im Gegensatz zum EEG eine technologieneutrale Förderung der erneuerbaren Energien gewährleisten, da es keine

⁵ Die Nachfrage nach Grünstromzertifikaten wäre durch die Mindestquote jedoch nicht beschränkt: Jedem Energieversorger stünde es prinzipiell frei, eine höhere Quote zu erfüllen, etwa um sich im Wettbewerb qualitativ von anderen Energieversorgern zu unterscheiden.

Marktwirtschaftliche Energiewende

technologieabhängige Entlohnung für die Erzeugung von grünem Strom in Form spezifischer Einspeisevergütungen mehr gäbe. Vielmehr würden Strom- und Zertifikatpreise für dieselben Anreize für alle Grünstromproduzenten sorgen, gleichgültig auf welche alternative Technologie sie setzen.

Vorteile des Quotenmodells

Gegenüber dem EEG hätte ein Quotensystem zahlreiche Vorteile: Erstens würde die technologie- und standortneutrale Förderung dazu führen, dass der Ausbau der Erneuerbaren fortan kosteneffizient erfolgt, da es im Interesse des Investors ist, die jeweils günstigste Technologie an den jeweils am besten geeigneten Standorten einzusetzen. Zweitens hätten die Produzenten von grünem Strom durch ihre Orientierung am aktuellen Marktpreis einen starken Anreiz, zur Integration der erneuerbaren Energietechnologien in unser Stromversorgungssystem beizutragen, weil sich die Einspeisung von grünem Strom — im Gegensatz zur derzeitigen EEG-Förderung — nach der Nachfrage der Stromverbraucher richten würde. So würden sie in Zeiten geringer Nachfrage mit eventuell daraus resultierenden negativen Strompreisen darauf verzichten, Strom in das Netz einzuspeisen. Dadurch würden potentiell auftretende Netzinstabilitäten vermieden.

Drittens erhöht sich der Anreiz, in Speichertechnologien zu investieren, um als Produzent von grünem Strom den gewinnmaximierenden Einspeisezeitpunkt selbst wählen zu können. Viertens böte dieses System die Perspektive, durch eine sukzessive Harmonisierung mit ähnlichen Fördersystemen in anderen EU-Mitgliedsstaaten und die grenzüberschreitende Ausweitung des Zertifikatehandels die auf europäischer Ebene vorhandenen Effizienzreserven zu heben. Wegen seiner europaweiten Ausrichtung und Technologieoffenheit entspräche dieses Fördersystem zwei wesentlichen Grundprinzipien des EU-Emissionshandels.

Nicht zuletzt würde die Quotenlösung im Einklang damit stehen, dass für den Ausbau der Erneuerbaren explizite Mengenziele vorgegeben sind. Beim EEG ist hingegen nicht davon auszugehen, dass die politischen Ziele für die Erneuerbaren punktgenau erreicht werden. Vielmehr ist vollkommen unklar, ob die Ziele deutlich verfehlt oder aber erheblich überschritten werden. So sollte das EEG den Anteil der erneuerbaren Energietechnologien an der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 Prozent steigern. Bereits im Jahr 2007 wurde ein Anteil von 14 Prozent erreicht; tatsächlich lag der Anteil grünen Stroms am Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2010 bei rund 17 Prozent. Auch das nationale Ziel für das Jahr 2020, das für grünen Strom einen Anteil von 35 Prozent vorsieht, würde deutlich überschritten werden, könnten die Bundesländer ihre individuellen Ausbauziele allesamt erreichen.

Einmal mehr also werden Effizienzreserven auch dadurch verspielt, dass sich einzelne Bundesländer eigene Ziele setzen. Selbst wenn bislang noch keine europäische Lösung beim Ausbau der Erneuerbaren angestrebt wurde, sollte doch wenigstens auf bundesstaatliche Einzelziele verzichtet und stattdessen versucht werden, das nationale Ziel dadurch zu erreichen, dass eine nach meteorologischen und topographischen Gesichtspunkten effiziente Verteilung der Anlagenstandorte in Deutschland ermöglicht wird. Stattdessen aber sind die Länder vor dem Hintergrund der massiven regionalen Umverteilungswirkungen des EEG offenbar versucht, ein möglichst großes Stück vom Subventionskuchen zu ergattern, indem sie beispielsweise die rechtlichen und bürokratischen Hürden für Windkraftstandorte möglichst niedrig halten oder zumindest weiter absenken, so wie dies gerade in Nordrhein-Westfalen geschieht.

Ein weiterer Vorteil einer Quotenlösung ist, dass die Mittel zur Erreichung der politisch vorgegebenen Ausbauziele für Erneuerbare klar getrennt werden könnten von den Instrumenten zur Verfolgung technologiepolitischer Ziele. Weil derartige Ziele allenfalls in geringem Maße durch das Quotensystem verfolgt werden können, sollte dieses durch eine Innovations- und Technologiepolitik flankiert werden, die im Hinblick auf die technologischen Ergebnisse ihrer Bemühungen ergebnisoffen ist. Eine solche Politik muss dazu bereit sein, Rückschläge hinzunehmen und die eingesetzten Ressourcen eventuell gänzlich abzuschreiben. Vor allem sollte berücksichtigt werden, dass Fortschritt — selbst bei einem idealen Zuschnitt der Innovationspolitik — Zeit braucht und dass man diesen Prozess daher nicht durch eine Abweichung von diesem Zuschnitt beschleunigen kann, insbesondere nicht durch staatliche Vorgaben für bestimmte technologische Lösungen.

Darüber hinaus ist es zur Stimulierung privater Forschungsaktivitäten wichtig, dass die Innovationspolitik eine angemessene Infrastruktur bereitstellt, etwa durch das Schaffen attraktiver Bedingungen für forschende Unternehmen sowie durch den Ausbau der universitären und außeruniversitären Infrastruktur für Wissenschaft und Forschung. Grundlegende Bedingung dafür ist das ausreichende Vorhandensein von Humankapital, für das eine gute Bildung und Ausbildung der Menschen eine unabdingbare Voraussetzung darstellt. Anstatt jedoch den Bürgern mehr finanziellen Freiraum zu erlauben, damit diese mehr Geld für die Bildung und Ausbildung ihrer Nachkommen zur Verfügung, zwingt das EEG sämtliche Bürger, teure Maßnahmen wie die Solarstromförderung zu finanzieren, die aller Wahrscheinlichkeit nach eine geringere gesellschaftliche Rendite abwerfen als Investitionen in Bildung und Forschung.

Zu einer umfassenden und intelligent ausgestalteten Innovationspolitik gehören schließlich durchaus gezielte technologiepolitisch motivierte Eingriffe und Demonst-

Marktwirtschaftliche Energiewende

rationsprojekte, wenngleich diese lediglich ergänzend wirken können. Ihr Einsatz ist aber nur dann sinnvoll ausgestaltet, wenn sie in einen lern- und anpassungsfähigen Prozess eingebettet sind, zu dem eine unmissverständliche zeitliche Begrenzung der Förderung und eine kritische Evaluation der Ergebnisse gehören, die den Standards der modernen Evaluationsforschung folgt und insbesondere Mitnahmeeffekte von genuinen Effekten der Förderung trennt (SVR 2009).

Ein sicherer Weg vom EEG ins Quotenmodell

Bei einem Übergang zum Quotenmodell würden neu zu installierende Anlagen fortan in den Genuss der Förderung mit Grünstromzertifikaten kommen. Für bereits im Rahmen des EEG installierte Anlagen würde ein Bestandschutz gelten.⁶ Auch beim künftigen Ausbau im Rahmen eines Quotenmodells würde vorerst weiter am vorrangigen Anschluss durch die Netzbetreiber festgehalten werden und Bestandsanlagen würden aus Gründen des Bestandsschutzes weiterhin in den Genuss des bestehenden Einspeisevorrangs für grünen Strom kommen. Die bei Aufrechterhaltung des EEG weitere Zunahme an Ineffizienzen, die durch negative Strompreise an der Börse angezeigt werden, könnten jedoch in einem Quotensystem verhindert werden, da Produzenten in einem solchen Regime bei negativen Preisen keinen grünen Strom am Markt verkaufen würden.

Negative Strompreise ergeben sich zu Zeiten geringer Stromnachfrage bei gleichzeitig großem Angebot an grünem Strom, etwa in windstarken Zeiten. Anstatt konventionelle Kraftwerke abzuschalten, bei denen das An- und Abschalten mit hohen Kosten verbunden ist, kann es in solchen Situationen für deren Betreiber lohnenswert sein, für die Abgabe von Strom zu bezahlen, anstatt Erlöse zu erzielen. Zu den an der Strombörse auftretenden negativen Preisen muss aber auch der mit erneuerbaren Technologien erzeugte Strom abgegeben werden. Daraus resultieren über die EEG-Vergütungen hinaus zusätzliche Kosten für die Stromverbraucher (Bode 2010: 644).

Auf keinen Fall aber sollte am bestehenden Recht der Entlohnung für die absichtliche Nichtproduktion von grünem Strom aus Gründen der Aufrechterhaltung der Netzstabilität festgehalten werden. Dadurch hätten Investoren in neue Anlagen einen Anreiz, Lösungen für diejenigen Zeiten zu suchen, in denen bei geringer Nachfrage viel zu viel grüner Strom produziert würde, etwa weil der Wind stark weht. Bei den Planungen für neue Anlagen würde so gleichzeitig über Speichermöglichkeiten nachgedacht werden oder auch über spezielle Verträge mit Stromab-

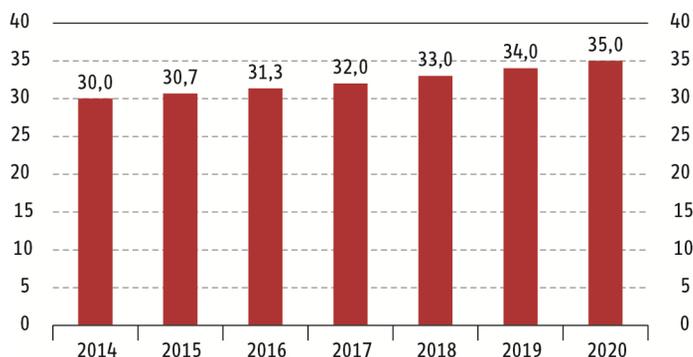
⁶Bei bereits profitabel arbeitenden Anlagen könnte so die Generierung von Renten vermieden werden (Bergek und Jacobsson, 2010).

nehmern für solche Zeiten. Durch solche und viele andere Lösungen könnte den mit dem zunehmenden Anteil an grünem Strom stark steigenden Ineffizienzen und Kosten für die Verbraucher begegnet werden.

Um die politischen Ausbauziele zu erreichen, sollte ein konkreter Ausbaupfad für die im Rahmen eines Quotensystems einzuhaltenden Mindestquoten an grünem Strom festgelegt werden. Das Ziel eines Anteils an grünem Strom von 35 Prozent am Bruttostromverbrauch für 2020 könnte ausgehend von einem für das Jahr 2012 zu erwartenden Anteil von 25 Prozent etwa dadurch erreicht werden, dass in den vier Jahren von 2013 bis 2016 der Grünstromanteil jährlich lediglich um 0,5 Prozentpunkte erhöht wird (Abbildung 10). In den Jahren 2017-2020 hingegen dürfte der Grünstromanteil mit jährlich 2 Prozentpunkten stärker steigen, falls der Ausbau der Infrastruktur, vor allem der grenzüberschreitende Netzausbau und der Ausbau der Höchstspannungsleitungen in Deutschland, bis zu diesem Zeitpunkt entsprechend vorangeschritten ist.

Abbildung 10:

Ausbaupfad für die Anteile der Erneuerbaren in Prozent des Bruttostromverbrauchs



Falls der politische Prozess einen Umstieg auf ein neues Fördersystem bis Anfang 2013 nicht erlauben würde, ist in Abbildung 11 ein alternativer Ausbaupfad dargestellt, der davon ausgeht, dass die bestehende Förderung der Erneuerbaren durch das EEG spätestens ab dem Jahr 2014 durch ein Quotenmodell abgelöst sein wird. Die Politik wäre gut beraten, wenn sie in der Zwischenzeit die Ausgangshypothese für die Steigerung des Anteils der Erneuerbaren auf 80 Prozent bis 2050 noch einmal grundlegend überdenkt. Diese Hypothese unterstellt, dass allein mit dem Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien die optimale Umstrukturierung unseres

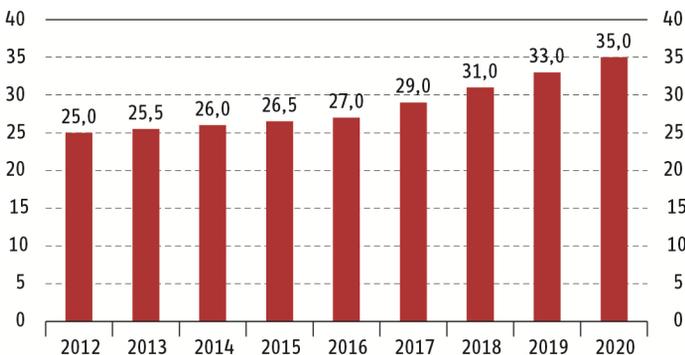
Marktwirtschaftliche Energiewende

Stromversorgungssystemen im Hinblick auf eine weitgehende Dekarbonisierung gelingt. Dem ist auf das Heftigste zu widersprechen: Der optimale Weg in Richtung einer weitgehenden Dekarbonisierung unserer Stromversorgung dürfte mit sehr großer Sicherheit in einer technologieoffenen Suche nach einem Stromerzeugungsportfolio bestehen, das aus einem Mix aus kohlendioxidarmen und -freien Technologien besteht.

Allen Marktteilnehmern wäre durch die Kommunikation derartiger Ausbaupfade von Beginn an klar, zu welchem Zeitpunkt welche Mindestquoten in einem Quotensystem eingehalten werden müssen. Die jeweiligen Mindestquoten errechnen sich aus der Differenz der zur Erreichung der Ausbauziele erforderlichen Grünstromanteile und derjenigen Quote, die vor dem Start des Quotensystems mit der bereits installierten Leistung erfüllt werden kann. Zur Gewährleistung der für Investoren unabdingbaren Planungssicherheit gehört schließlich auch eine frühzeitige Festlegung und transparente Aufklärung über die genaue Wirkungsweise des Quotenmodells.

Abbildung 11:

Alternativer Ausbaupfad für die Anteile der Erneuerbare in Prozent des Bruttostromverbrauchs



Der Übergang zu einem europäischen Quotensystem ließe sich vermutlich durch eine schrittweise Umsetzung einfacher gestalten. Dazu würden die Quote und der Grünstromzertifikathandel zunächst rein national etabliert werden. In dieser Übergangsphase sollte entsprechend den Empfehlungen der Wissenschaft (Menanteau et al. 2003; Oikonomou und Mundaca 2008, Frontier Economics 2011) bezüglich des institutionellen Rahmens eine nicht übermäßig hohe, aber auch keine geringfügige Strafbühre definiert werden, den die Stromversorger für jedes fehlende grüne

Zertifikat entrichten müssten, falls sie die von ihnen zur Erfüllung der Mindestquote in einer Periode geforderte Menge an Zertifikaten nicht vorweisen können. Damit die Preisschwankungen bei den Grünstromzertifikaten nicht zu groß ausfallen, sollte die Möglichkeit bestehen, die Zertifikate periodenübergreifend zu handeln. Dazu sollte ein Zertifikat, das in einem Jahr ausgestellt wurde, auch in den folgenden Jahren gültig bleiben. Zudem sollte analog zur Strombörse ein Terminmarkt eingerichtet werden (Amundsen et al. 2006).

Hat sich das Quotensystem erst einmal auf nationaler Ebene bewährt, sollte es zu einem EU-weiten System mit grenzüberschreitendem Zertifikatehandel ausgeweitet werden, eine Möglichkeit, die prinzipiell durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) legitimiert wird. Dadurch könnten weitere Kostensenkungen erreicht werden, weil jedes Land spezifische Vorzüge bei der Nutzung der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien aufweist. So ist die Nutzung der Sonnenenergie in den Mittelmeerregionen vorteilhafter als in Mitteleuropa, während die Nord- und Ostsee den Off-Shore-Windkraftanlagen gute Standortbedingungen bieten. Zudem ließe sich durch ein EU-weites System die Schwankungsintensität der Einspeisung grünen Stroms im europäischen Verbund besser ausgleichen, als dies im nationalen Rahmen möglich wäre, da beispielsweise die Windverhältnisse innerhalb Europas sehr unterschiedlich sein können. Eine unbedingte Voraussetzung dafür ist jedoch das Vorantreiben des europäischen Netzausbaus (Roques, Hiroux, Saguean 2010).

Da derzeit nur ein kleiner Teil der europäischen Länder, darunter Schweden, Polen, Belgien und Italien, über mengenbasierte Verfahren verfügen, sowie ab 2015 auch die Niederlande, könnte nach einem Systemwechsel künftig mit diesen Ländern ein gemeinsamer Zertifikatemarkt geschaffen werden (Frontier Economics 2011). Dieses europäisch harmonisierte Vorgehen könnte sodann um jene Länder erweitert werden, die zukünftig ebenfalls auf mengenbasierte Verfahren umsteigen. Durch die auf diesem Wege erzielte Harmonisierung der Fördermechanismen in der EU würde zudem die Planungssicherheit für Investoren erhöht und als Konsequenz würden ihre Renditeforderungen sinken.

Bei allen theoretischen Vorzügen sollte dennoch nicht übersehen werden, dass die europaweite Harmonisierung des Handels mit grünen Zertifikaten in der Praxis eine große Herausforderung darstellen kann. Dies zeigt der Versuch Belgiens, Zertifikate aus vier verschiedenen Regionen des Landes handelbar zu machen (Verhaegen et al. 2009).⁷ Darüber hinaus verweisen Kritiker des Quotensystems auf dessen man-

⁷In den Vereinigten Staaten hatten im Mai 2011 bereits 29 Bundesstaaten sowie der District of Columbia ein mengenbasiertes Fördersystem implementiert. Der Handel von Zertifikaten zwischen

Marktwirtschaftliche Energiewende

gelnde Effektivität in der Praxis, die zum Teil auf fehlende Investitionssicherheit bzw. hohe Erlösrisiken wegen einer starken Volatilität der Preise für grüne Zertifikate zurückgeführt wird. Dieser Kritik sieht sich immer wieder das in Großbritannien seit dem Jahr 2002 existierende Quotensystem, die Renewables Obligation (RO), ausgesetzt. Ein Grund für diese Kritik ist die regelmäßige Verfehlung der jährlich ansteigenden Ziele (Tabelle 4). Die Ziele für die Quote des Erneuerbaren-Anteils an der Stromproduktion wurden in der Tat in der Vergangenheit in keinem Jahr erreicht und häufig um mehr als 30 Prozent verfehlt.

Tabelle 4:

Erneuerbaren-Ziele und deren Erreichung in Großbritannien

	Ziel	Erreicht	Zielerreichungsgrad
2002	3,0%	1,8%	60%
2003	4,3%	2,2%	51%
2004	4,9%	3,1%	63%
2005	5,5%	4,0%	73%
2006	6,7%	4,4%	66%
2007	7,9%	4,8%	62%
2008	9,1%	5,4%	59%
2009	10,1%	6,7%	66%

Quelle: DECC 2010

Dies ist jedoch das Resultat massiver Konstruktionsmängel des britischen Systems (Woodman, Mitchell 2011: 3916). So ist die Zielverfehlung erstens auf die niedrigen Strafzahlungen (sogenannte Buyout prices) für nicht vorhandene grüne Zertifikate (ROCs, Renewable Obligation Certificates) zurückzuführen (Jacobson et al. 2009: 2144). Diese Strafen lagen im Jahr 2002 bei 30 britischen Pfund je Megawattstunde (MWh) und erhöhten sich mit der allgemeinen Inflationsrate. Bislang lagen die Strafzahlungen immer unter 40 Pfund (Woodman, Mitchell 2011: 3915). Ein weiterer wesentlicher Designfehler war, dass mit zunehmender Zielerreichung die Preise für die grünen Zertifikate sanken und damit auch die Anreize, das Ziel vollständig zu

den Bundesstaaten ist prinzipiell möglich, wengleich einzelne Bundesstaaten nicht immer Zertifikate aus allen anderen Bundesstaaten akzeptieren (Schmalensee 2012).

erreichen: „the RO was designed to fail as a mechanism, as succeeding in meeting the annual target would eliminate the main part of the subsidy it provided“ (Woodman, Mitchell 2011: 3916).

Erst im April 2009 wurde das RO-Design geändert, um einen potentiellen Preis-Crash bei einer Annäherung der Anteile an grünem Strom an die jährlichen Zielquoten zu vermeiden. Dazu wurde die Anzahl an den von den Versorgern insgesamt vorzuweisenden ROCs um zunächst 8 Prozent höher angesetzt, als zur Zielerreichung erforderlich wäre, ab April 2011 sogar um 10 Prozent höher. Das Maximum des sogenannten „guaranteed headrooms“ beträgt 20 Prozent (Wood, Dow 2011: 2233). Im Ergebnis nahm der Grad der Zielverfehlung ab und das Volumen an Strafzahlungen ging zurück (Woodman, Mitchell 2011: 3916).

Ein weiterer Kritikpunkt, der hinsichtlich des angelsächsischen Quotensystems immer wieder genannt wird, ist, dass dadurch vor allem stärker entwickelte Technologien, wie etwa die Windstromerzeugung an Land, gefördert worden sind, wohingegen weniger gut entwickelte Technologien wie die Offshore-Windstromerzeugung vor der Küste nicht ausgebaut wurden. Dies ist indessen kein Fehler des Systems, sondern ein grundlegendes Charakteristikum des Instruments und das durchaus intendierte Resultat der ursprünglichen Ausgestaltung des Quotensystems, bei der die Förderung technologieneutral und wettbewerbskonform erfolgen sollte. Dieses Design war Ausdruck des damaligen politischen Willens, die Förderung der Erneuerbaren im Einklang mit der generellen energiepolitischen Strategie in Großbritannien möglichst wettbewerbsgerecht und effizient zu gestalten (Woodman, Mitchell 2011: 3915).

Vor allem wollte man wegen schlechter Erfahrungen mit der bevorzugten Förderung einzelner konventioneller Technologien ein „Winner picking“ bei den Erneuerbaren vermeiden (Woodman, Mitchell 2011: 3915). Mittlerweile wurde jedoch von diesem Grundsatz, der Großbritannien vor einem finanziellen Desaster, wie es die Photovoltaikförderung in Deutschland darstellt, bewahrt, abgewichen. Weniger ausgereifte Technologien wie die Offshore-Windkraft erfahren seit April 2009 eine besondere Förderung durch eine Zuteilung einer höheren Zahl an ROCs je erzeugter MWh, wohingegen die Erzeugung von Onshore-Windstrom unverändert mit lediglich einem ROC je MWh entlohnt wird.

Summa summarum ist für das Quotensystem Großbritanniens zu konstatieren, dass es bislang nicht nur effizienter als das deutsche EEG war, weil Kostenfallen wie Deutschlands Photovoltaikdesaster (Frondel, Ritter, Schmidt, Vance 2010a, b; Frondel, Schmidt, Vance 2012) via Design vermieden wurden. Vielmehr war dieses Quotensystem sogar effektiv: Ausgehend von einem niedrigen Anteil an grünem Strom

Marktwirtschaftliche Energiewende

von 1,8 Prozent im Jahr 2002 wurde die Grünstromquote innerhalb weniger Jahre mehr als verdreifacht und machte im Jahr 2009 knapp 7 Prozent aus (Tabelle 4). Zum Vergleich: Mit Hilfe des deutschen EEG wurde eine Verdreifachung des Grünstromanteils, der im Jahr 2000 rund 6 Prozent lag, im Jahr 2011 erreicht. Von rund 17 Prozent im Jahr 2010 stieg die Grünstromquote auf 20 Prozent im Jahr 2011.

7. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der mit der Energiewende angestoßene umfassende Umbau des deutschen Energieversorgungssystems, innerhalb dessen der Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien einen bedeutenden Bestandteil darstellt, muss unter einer Reihe von Bedingungen erreicht werden, die in ihrem Zusammenspiel sehr anspruchsvoll sind: Im Zuge des Umbaus sollte nicht allein die Umweltverträglichkeit gewährleistet werden. Vielmehr müssen auch die Versorgungssicherheit mit Strom und die Sozialverträglichkeit dieses Transformationsprozesses gleichermaßen sichergestellt werden. Vor allem stellt sich die Frage, wie diese Herausforderung unter der gesetzlichen Verpflichtung zum vollständigen Atomausstieg ökonomisch möglichst effizient erfüllt werden kann. Denn sowohl ordnungspolitische Weichenstellungen als auch zusätzliche staatliche Anreize, etwa Kredite der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zum Bau von Windparks vor der deutschen Küste, werden unweigerlich erhebliche volkswirtschaftliche Ressourcen verzehren. Da diese Ressourcen damit anderen Verwendungsmöglichkeiten entzogen werden, gilt es, die Kosten der Energiewende im Allgemeinen und besonders die Lasten der Verbraucher infolge der Erhöhung des Anteils an grünem Strom zu minimieren.

Nicht zuletzt durch den erneuten Zubaurekord an Photovoltaikanlagen im Jahr 2011, welcher in diesem Jahr womöglich noch übertroffen werden könnte, dürfte die sogenannte EEG-Umlage, mit der die Kosten der Förderung grünen Stroms auf die Verbraucher abgewälzt werden, für das Jahr 2012 erheblich über der Umlage für das vergangene Jahr liegen — allen anderslautenden Versprechungen der Politik zum Trotz. So hat die Politik zwar bereits in den parlamentarischen Beratungen zur gesetzgeberischen Umsetzung der Energiewende das Kosteneffizienzproblem erkannt und zugesichert, dass die Belastungen durch den beabsichtigten Ausbau der erneuerbaren Energien das im Jahr 2011 erreichte Niveau nicht übersteigen werden. Zur glaubwürdigen Untermauerung dieser Zusicherung fehlen indessen überzeugende Vorschläge und konkrete Handlungen der Politik zur Verbesserung der Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren nahezu gänzlich. Daher ist eher davon auszugehen, dass der starke Anstieg der EEG-Umlage der Jahre 2009 bis 2011 sich im Jahr 2013 fortsetzen wird (Abbildung 8). Experten rechnen mit einer Umlage für das kommende Jahr von über 5 Cent je kWh, ein Anstieg gegenüber dem heutigen Wert von mehr als 1,4 Cent bzw. rund 40 Prozent.

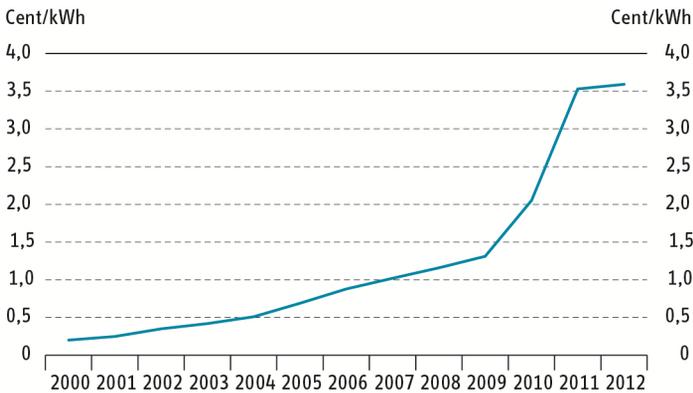
Eine Orientierung am Primat der Kosteneffizienz wird, wie in der vorliegenden Studie erläutert, ohne eine grundlegende Änderung des Fördersystems für erneuerbare Energien kaum möglich sein. Statt der derzeitigen Förderung durch das EEG ist vielmehr ein neues System erforderlich, das stärker marktorientiert ist und jene Effizienzreserven hebt, die sich durch stärkere Anreize für die Systemintegration

Marktwirtschaftliche Energiewende

und durch die vorzugsweise europaweite Ausnutzung von Standortvorteilen für die Erzeugung grünen Stroms ergeben. Darüber hinaus sollte ein solches System Anreize zur Nutzung von Skaleneffekten aufweisen, wohingegen die EEG-Förderung die Ausnutzung von Skaleneffekten durch geringere Vergütungssätze bestraft. Würde der künftige Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 mit Hilfe eines nationalen Quotensystems gefördert, anstatt durch das EEG, könnte der Ausbau wesentlich kostengünstiger erfolgen: Würde sich beispielsweise ein Preis für grüne Zertifikate einstellen, der künftig allein den Zubau der Windkraft an Land forcierte, so fielen nach unseren Berechnungen lediglich rund 6,8 Mrd. Euro (in heutigen Preisen) an Kosten für die Verbraucher an, anstatt der in dieser Studie berechneten knapp 58,8 Mrd. Euro (in heutigen Preisen) durch das EEG.

Abbildung 12:

Die von den Stromverbrauchern zu zahlende EEG-Umlage in Cent je kWh (2000-2012)



Quelle: BDEW 2012b

Es wird allerdings wegen der Effizienzvorteile eines europäisch, anstatt einzelstaatlich ausgerichteten Ausbaus der Erneuerbaren, aber auch aus vielen anderen Gründen, etwa der Notwendigkeit eines grenzüberschreitenden Netzausbaus zum besseren Ausgleich von Schwankungen in der Windstromeinspeisung, keinesfalls genügen, die Energiewende im nationalen Alleingang zu betreiben. Vielmehr ist es notwendig, die europäische Dimension des Umbaus unseres Energiesystems anzuerkennen und entsprechend zu handeln: Durch eine auf europäischer Ebene harmonisierte Förderung der Erneuerbaren könnten die Ausbauziele kostengünstiger

erreicht werden als mit dem nationalen EEG, beispielsweise durch die Etablierung eines EU-weiten Quotenmodells, dem durch die Ergänzung mit einem Handelssystem mit Grünstromzertifikaten ein Höchstmaß an Flexibilität verliehen wird.

Auf diese Weise ließen sich zudem die Ausbauziele von technologiepolitischen Ambitionen trennen. Darüber hinaus ist bei Großprojekten wie der Energiewende künftig noch mehr als zuvor die zentrale Frage der demokratischen Teilhabe zu lösen. Vordringlich und offen zu diskutieren sind in diesem Kontext auch die Opportunitätskosten der Energiewende, also die alternativen Verwendungen volkswirtschaftlicher Ressourcen. Andernfalls könnte die aktuell vorhandene gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende verloren gehen.

Marktwirtschaftliche Energiewende

Anhang

Tabelle A1:

Kumulierte installierte Leistung und jährliche Stromerzeugung von Biomasse-, Geothermie- und Windkraftanlagen an Land 2011-2020 gemäß BMU Leitstudie 2011

	Wind Onshore		Biomasse		Geothermie	
	Leistung (MW)	Erzeugung (GWh/a)	Leistung (MW)	Erzeugung (GWh/a)	Leistung (MW)	Erzeugung (GWh/a)
2011	28 511	42 329	6 897	35 065	17	63
2012	29 852	47 285	7 293	37 347	27	105
2013	31 108	53 699	7 617	39 670	40	166
2014	32 549	59 666	7 860	41 549	57	251
2015	33 933	62 625	8 076	43 183	79	366
2016	35 313	66 967	8 292	44 680	107	520
2017	36 557	71 349	8 485	46 046	142	722
2018	37 680	75 472	8 657	47 263	185	976
2019	38 321	78 951	8 824	48 439	236	1 281
2020	39 000	81 855	8 955	49 649	300	1 658

Quelle: BMU 2012

Tabelle A2:

Kumulierte installierte Leistung und jährliche Stromerzeugung von Windkraftanlagen auf See gemäß eigener Annahmen auf Grundlage von IWR, Stiftung Offshore-Windenergie (2012).

	Wind Offshore	
	Leistung (MW)	Erzeugung (GWh/a)
2011	215	689
2012	615	1 969
2013	2 587	8 279
2014	3 163	10 123
2015	3 840	12 289
2016	6 549	20 958
2017	8 698	27 835
2018	9 370	29 985
2019	9 730	31 137
2020	9 730	31 137

Quelle: Eigene Berechnungen.

Marktwirtschaftliche Energiewende

Tabelle A3:

Vergütungssätze Photovoltaik nach der PV-Novelle 2012

Inbetriebnahme	Installierte Anlagenleistung				Freiflächenanlage bis 10 MW
	bis 10 kW	bis 40 kW	bis 1 MW	bis 10 MW	
Ab 01.04.2012	19,50	18,50	16,50	13,50	13,50
Degression	----- 1% -----				
Ab 01.05.2012	19,31	18,32	16,34	13,37	13,37
Degression	----- 1% -----				
Ab 01.06.2012	19,11	18,13	16,17	13,23	13,23
Degression	----- 1% -----				
Ab 01.07.2012	18,92	17,95	16,01	13,10	13,10
Degression	----- 1% -----				
Ab 01.08.2012	18,73	17,77	15,85	12,97	12,97
Degression	----- 1% -----				
Ab 01.09.2012	18,54	17,59	15,69	12,84	12,84
Degression	----- 1% -----				
Ab 01.10.2012	18,36	17,42	15,53	12,71	12,71
Degression	in Abhängigkeit des Zubaus im Juli, August und September 2012				
Ab 01.11.2012	Bekanntgabe durch die Bundesnetzagentur spätestens am 31.10.2012				

Quelle: BMU 2012a

Literatur

- Amundsen, E. S., Baldursson, F. M. und Mortensen, J. B. (2006) Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets. *Environmental and Resource Economics* 35: 259-287.
- BDEW (2012) Energie-Info: Energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland. 4. Quartal und Jahr 2011. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin.
- BDEW (2012b) Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken(2011). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin.
- BDEW (2011) BDEW-Musterhaushalt für Strom 2011: 46 Prozent des Strompreises sind Steuern und Abgaben. – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin. Internet: www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100311_PM_46_Prozent_des_Strompreises_sind_Steuern_und_Abgaben.
- BDEW (2010) Stromrechnung für Haushalte: Rund 41 Prozent Staatsanteil. – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin.
- Beirat BMF (2010) Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium der Finanzen. Berlin, Januar 2010.
- Bergek, A. und Jacobsson, S. (2010) Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. *Energy Policy* 38: 1255-1271.
- BMU (2011) „Erneuerbare Energien 2010“, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Vorläufige Angaben, Stand 23. März 2011, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, „Leitstudie 2011“, März 2012, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU (2012a) Entwicklung der Vergütung für Strom aus solarer Strahlungsenergie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/pv_verguetung_1206_bf.pdf.
- BMU (2008) Kernelemente der neuen EU-Richtlinie zum Emissionshandel, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_ets_richtlinie.pdf.
- BWLA (2004) Zur Förderung erneuerbarer Energien, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin. Dokumentation Nr. 534.
- BNetzA (2012) Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen sowie Einzelangaben aus der Datenerhebung. Bundesnetzagentur, <http://www.bundesnetzagentur.de/>
- Bode, S. (2010). Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen. *Wirtschaftsdienst* 90 (10): 643-647.
- Böhlinger, C. (2010) 1990 bis 2010: Eine Bestandsaufnahme von zwei Jahrzehnten

Marktwirtschaftliche Energiewende

- europäischer Klimapolitik. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 11(s1): 56-74.
- Böhringer, C., Hoffmann, T., Lange, A., Löschel, A., Moslener, U. (2005) Assessing Emission Reduction in Europe. An Interactive Simulation Approach. *The Energy Journal* 26: 1-22.
- Böhringer, C., Löschel, A., Moslener, U., Rutherford, T. F. (2009) EU Climate Policy Up to 2020: An Economic Impact Assessment. *Energy Economics* 31: 295-305.
- Böhringer, C., Rutherford, T. F. (2010) Canada's Policy Options under the Kyoto Protocol. *The World Economy* 33: 177-211.
- Böhringer, C., Schwager, R. (2003) Die Ökologische Steuerreform in Deutschland – ein umweltpolitisches Feigenblatt. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 4 (2): 211-222.
- Bonus, H. (1998) Umweltzertifikate. Der steinige Weg zur Marktwirtschaft. Herausgeber des Sonderheftes 9. Zeitschrift für Angewandte Umweltforschung.
- Cerina (2012) Weltweite CO₂-Emissionen: Länderranking 2010. <http://www.cerina.org/co2-2010>. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien. IWR.de, Münster.
- DECC (2010) Digest of UK Energy Statistics 2010. www.decc.gov.uk.
- Demailly, D., Quirion, P. (2006) CO₂-Abatement, Competitiveness, and Leakage in the European Cement Industry under the EU ETS: Grandfathering versus Output-based Allocation. *Climate Policy* (6): 93-113.
- Earth Policy Institute (2012) Data on Climate, Energy, and Transportation. http://www.earth-policy.org/data_center/C23
- EEA (2012) GHG Inventory 2012 Summary.pdf. European Environment Agency, Copenhagen. <http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2012>.
- Felder, S., Rutherford, T., F. (1993) Unilateral CO₂-Reductions and Carbon Leakage – The Consequences of International Trade of International Trade in Oil and Basic Materials. *Journal of Environmental Economics and Management* 25: 162-176.
- Frondel, M., Lohmann, S. (2010) Das Glühbirnendekret der EU – ein unnötiges Verbot. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34 (4): 247-253.
- Frondel, M., Lohmann, S. (2011) The European Commission's Light Bulb Decree: Another Costly Regulation? *Energy Policy* 39 (6): 3177-3181.
- Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C.M., Vance, C. (2010a) Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland. *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 59 (2): 107-133.
- Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M., Vance, C. (2010b) Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience. *Energy Policy* 38: 4048-4056.
- Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M. (2008a) Germany's Solar Cell Promotion: Dark Clouds on the Horizon. *Energy Policy* 36 (11): 4198-4202.
- Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M. (2008b) Photovoltaik: Wo viel Licht ist, ist auch viel Schatten. *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 34(1): 28-44.
- Frondel, M., Schmidt, C.M. (2008) Benötigt die EU Nachhilfe in Regressionsrechnung? Eine

- statistische Analyse des Vorschlags der EU-Kommission zur Begrenzung der CO₂-Emissionen von Pkw. *AStA Wirtschafts- und Sozialstatistisches Archiv* 2 (4): 329-341.
- Frondel, M., Schmidt, C.M. (2009) Die Begrenzung der CO₂-Emissionen von Pkw: Ein wohlkonzipierter Beschluss der EU-Kommission? *Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften* 59: 177-191.
- Frondel, M., Ch.M. Schmidt und C. Vance (2012) Germany's Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster. *Ruhr Economic Papers* #353. Essen.
- Frondel, M., Schmidt, C.M., Vance, C. (2011) A Regression on Climate Policy: The European Commission's Legislation to Reduce CO₂ Emissions from Automobiles. *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 45 (10): 1043-1051.
- Frontier Economics (2011) Study on market design for a renewable quota scheme. A final report prepared for Energie-Nederland.
- Häder, M. (2010) Klimaschutzpolitik in Deutschland - eine ökonomische Konsistenzanalyse der Rahmenbedingungen für den Strommarkt. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43 (1): 11-19.
- IEA (2007) Energy Policies of IEA Countries: Germany, 2007 Review. Internationale Energie Agentur, OECD, Paris.
- IWR, Stiftung Offshore-Windenergie (2012) Genehmigte und in Betrieb befindliche Windparks in Nord- und Ostsee, Stand April 2012, Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, <http://www.offshore-windenergie.net>.
- Hentrich, S., Matschoss, P. (2006) Emissionshandel in Deutschland – Klimaschutz im Schatten von Lobbyismus und Industriepolitik. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56 (10): 50-53.
- Hoel, M. (1991) Global Environmental Problems: The Effect of Unilateral Actions Taken by One Country. *Journal of Environmental Economics and Management* 20: 55-70.
- Jacobsson, S., Bergek, A., Finon, D., Lauber, V., Mitchell, C., Toke, D., Verbruggen, A. (2009) EU renewable energy support policy: Faith or facts? *Energy Policy* 37: 2143-2146.
- Menanteau, P., Finon, D. und Lamy, M.-L. (2003) Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31: 799-812.
- Monopolkommission (2011) Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Nomos.
- Morthorst, P. (2003) National environmental targets and international emission reduction instruments. *Energy Policy* 31 (1): 73-83.
- Nitsch, J., Staiss, F., Wenzel, B., Fishedick, M. (2005) Ausbau der Erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2020: Vergütungszahlen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, Stuttgart, Wuppertal.
- Nordhaus, W. D. (2009) The Impact of Treaty Nonparticipation on the Costs of Slowing Global Warming. Special Edition 2009: Climate Change Policies after 2012. *The Energy Journal* 30 (Special Issue 2), 39-51.
- Oikonomou, V. und Mundaca, L. (2008) Tradable white certificate schemes: what can we learn

Marktwirtschaftliche Energiewende

from tradable green certificate schemes? *Energy Efficiency* 1: 211-232.

Oliveira-Martins, J., Burniaux, H.M., Martin, J.P. (1992) Trade and the Effectiveness of Unilateral CO₂-Abatement Policies: Evidence from GREEN, OECD Economic Studies 19, Paris.

Roques, F., Hiroux, C. und Saguan, M. (2010) Optimal wind power deployment in Europe - A portfolio approach. *Energy Policy* 38: 3245-3256.

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

SVR (2009) Die Zukunft nicht aufs Spiel setzen. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.

Sinn, H.-W. (2008) Das grüne Paradoxon: Warum man das Angebot bei der Klimapolitik nicht vergessen darf. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 9: 109-142.

Schmalensee, R. (2012) Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy. *Review of Environmental Economics and Policy* 6: 45-64.

Verhaegen, K., Meeus, L. und Belmans, R. (2009) Towards an international tradable green certificate system – The challenging example of Belgium. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13: 208-215.

Weimann, J. (1994) Umweltökonomik, eine theorieorientierte Einführung. 3. Auflage, Springer.

Weltenergieat Deutschland (2012) Energie für Deutschland 2012 – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Weltenergieat – Deutschland e. V.

Wood, G., Dow, S. (2011) What lessons have been learned in reforming the Renewables Obligation? An analysis of internal and external failures in UK renewable energy policy. *Energy Policy* 39: 2228-2244.

Woodman, B., Mitchell, C. (2011) Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002-2010. *Energy Policy* 39: 3914-3921.

RWI

Marktwirtschaftliche Energiewende
