

Hessler, Markus A.; Loebert, Ina

Working Paper

Zu Risiken und Nebenwirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Diskussionspapier, No. 136

Provided in Cooperation with:

Fächergruppe Volkswirtschaftslehre, Helmut-Schmidt-Universität (HSU)

Suggested Citation: Hessler, Markus A.; Loebert, Ina (2013) : Zu Risiken und Nebenwirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Diskussionspapier, No. 136, Helmut-Schmidt-Universität - Universität der Bundeswehr Hamburg, Fächergruppe Volkswirtschaftslehre, Hamburg, http://www.hsu-hh.de/download-1.4.1.php?brick_id=mQncPS7XRpWzS08F

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/76784>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Diskussionspapierreihe
Working Paper Series



HELMUT SCHMIDT
UNIVERSITÄT
Universität der Bundeswehr Hamburg

ZU RISIKEN UND NEBENWIRKUNGEN DES ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZES

MARKUS HESSLER, INA LOEBERT

Nr./ No. 136
JUNE 2013

Department of Economics
Fächergruppe Volkswirtschaftslehre

Autoren / Authors

Markus Hessler

Helmut-Schmidt-Universität – Universität der Bundeswehr
Institut für Wirtschaftspolitik
Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, Germany
hessler@hsu-hh.de

Ina Loebert

Helmut-Schmidt-Universität – Universität der Bundeswehr
Institut für Wirtschaftspolitik
Holstenhofweg 85, 22043 Hamburg, Germany
loebert@hsu-hh.de

Redaktion / Editors

Helmut Schmidt Universität Hamburg / Helmut Schmidt University Hamburg
Fächergruppe Volkswirtschaftslehre / Department of Economics

Eine elektronische Version des Diskussionspapiers ist auf folgender Internetseite zu finden/
An electronic version of the paper may be downloaded from the homepage:
<http://fgvwl.hsu-hh.de/wp-vwl>

Koordinator / Coordinator

Max F. Steinhardt
wp-vwl@hsu-hh.de

Zu Risiken und Nebenwirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

MARKUS HESSLER

INA LOEBERT

Zusammenfassung/ Abstract

Im Jahr 2000 wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung erneuerbarer Energien durch die rot-grüne Bundesregierung beschlossen. 2050 soll der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 80% betragen. Die Energiewende scheint zu gelingen – doch zu welchem Preis? Den von Befürwortern genannten Vorteilen stehen erhebliche Probleme und Kosten gegenüber. Das Ziel des Beitrages ist es, diese näher zu beleuchten aber auch auf alternative Förderinstrumente hinzuweisen, mit denen die Energiewende unter Umständen kostengünstiger bewältigt werden kann.

JEL-Klassifikation / JEL-Classification: L94, L59, D78

Schlagworte / Keywords: EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Energiewende, Energiepolitik

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	- 2 -
2 Direkte Kosten des EEG	- 3 -
3 Indirekte Kosten des EEG	- 3 -
4 Verteilungseffekte der Förderung Erneuerbarer Energien	- 7 -
5 Klimawirkung	- 10 -
6 Beschäftigung & Wirtschaft	- 11 -
7 Versorgungssicherheit	- 12 -
8 Verbesserungsvorschläge	- 15 -
9 Fazit	- 17 -
Literatur	- 19 -

1 Einleitung

Die Wurzeln der Energiewende liegen im Jahr 2000. Damals wurde nicht nur der schrittweise Ausstieg aus der Atomkraft, sondern auch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung erneuerbarer Energien (EE) durch die rot-grüne Bundesregierung beschlossen. Die moderate Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke von Ende 2010 wurde nach der Atomkatastrophe von Fukushima nicht nur rückgängig gemacht, die Energiewende wurde beschleunigt. So mussten acht Kernkraftwerke umgehend vom Netz genommen werden. Die verbliebenen neun sollen sukzessiv bis 2022 stillgelegt werden. Ferner verfolgt die Bundesregierung das Ziel, bis 2050 den Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80% zu erhöhen. Begründet wird die Energiewende – also die Abschaltung aller Atomkraftwerke und die Umstellung auf eine Komplettversorgung aus Erneuerbaren Energien – mit umweltpolitischen Gründen, wie der Vermeidung von Atommüll, dem Klimawandel oder der Endlichkeit von Ressourcen, der Reduktion der Abhängigkeit von politisch problematischen Exporteuren und der Vermeidung von Atomkatastrophen in der Zukunft. Teilweise werden aber auch Argumente der Versorgungssicherheit und der vermeintlich günstigeren Energieversorgung genannt.

Es zeigt sich jedoch immer mehr, dass gerade eine überzogen schnelle Umsetzung der Energiewende mit erheblichen Nachteilen, insbesondere Kosten von mehreren hundert Milliarden Euro verbunden ist, die von den Verbrauchern und Steuerzahlern zu tragen sind. Schon bis jetzt sind die Energiepreise aufgrund der Energiewende stark gestiegen und die Systemstabilität kann nur durch immer häufigere Eingriffe der Netzbetreiber aufrechterhalten werden. Daneben werden immer mehr potenzielle Nachteile der Energiewende offenbar.

Ein Grundproblem besteht darin, dass noch keine Klarheit darüber gewonnen wurde, was die Ziele der Energiewende sind. Der Ausbau erneuerbarer Energien oder die Abschaltung aller Atomkraftwerke ist kein Selbstzweck. Sollen positive Klimaeffekte oder positive Effekte auf das Wirtschaftswachstum und die Beschäftigung erzielt werden? Oder soll die Abhängigkeit von Exporteuren von Energierohstoffen vermindert werden? Erst wenn die Ziele klar definiert sind, kann eruiert werden, wie diese am kostengünstigsten erreicht werden können.

Grundsätzlich ist die Energiewende zu befürworten, jedoch stellt sich die Frage, ob das EEG geeignet ist, die Umstellung der Energieversorgung effizient zu erreichen.

Im Fokus des Beitrages stehen die volkswirtschaftlichen Kosten des EEG, deren Verteilungswirkung sowie deren Wirkung auf das Klima, die Beschäftigung und Versorgungssicherheit. In diesem Zusammenhang werden einige Studien renommierter

Quellen einer eingehenden ökonomischen Analyse unterzogen. Anschließend werden einige Empfehlungen geäußert, wie die Energiewende doch noch zu einem Erfolg werden kann. Daneben werden einige Argumente auf ihre Belastbarkeit hin geprüft.

2 Direkte Kosten des EEG

Bevor die Folgen des EEG diskutiert werden können, ist es erforderlich, die hierfür relevanten Bestandteile des Gesetzes zumindest in ihren Grundzügen zu erläutern. Das EEG verpflichtet die Netzbetreiber, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig an das Netz anzuschließen, deren gesamten angebotenen Strom vorrangig in das Elektrizitätsnetz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen und zu vergüten, und zwar zu den vom Gesetzgeber im EEG vorgegebenen Vergütungssätzen (vgl. § 5 Abs. 1 EEG; § 8 Abs. 1 EEG und § 16 Abs. 1 EEG). Die Vergütungssätze variieren in Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren wie z.B. der verwendeten Erzeugungstechnologie, der Anlagengröße etc. und liegen deutlich über dem Marktpreis für Strom (vgl. Bardt, Niehues & Techert, 2012a, S. 5). Sie werden in der Regel in unveränderter Höhe für 20 Jahre gewährt (vgl. § 21 Abs. 2 EEG; Frondel, Ritter & Vance, 2009, S. 11).

Der gemäß dem EEG von den Netzbetreibern abgenommene und vergütete Strom wird von den Netzbetreibern an der Börse zum jeweiligen Marktpreis verkauft. Die Differenzkosten – darunter ist die durchschnittlich gezahlte Einspeisevergütung abzüglich des durchschnittlichen Marktpreises für Strom zu verstehen – werden über die Stromlieferanten mittels der sogenannten EEG-Umlage auf die Stromverbraucher übergewälzt. Mit Ausnahme einiger energieintensiver Unternehmen, die aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von der EEG-Umlage befreit sind, müssen alle Stromabnehmer einen festen Satz pro Kilowattstunde nachgefragten Stroms bezahlen, um die Differenzkosten zu decken (vgl. Bardt, Niehues & Techert, 2012a, S. 20).

Die Belastung durch die EEG-Umlage ohne Mehrwertsteuer erreicht 2013 erstmals über 20 Mrd. Euro. Im Jahr 2010 lag sie noch bei 13 Mrd. Euro. Im Jahr 2006 hatten die Umlage erstmals die 6 Mrd. Euro-Grenze überschritten. 2003 war man noch mit gut 3 Mrd. Euro ausgekommen. Auffällig daran ist der stetig steigende Anteil der Umlage, der den Betreibern von Photovoltaikanlagen zugutekommt. Mittlerweile entfällt auf die Photovoltaik über die Hälfte der EEG-Umlage, und das obwohl ihr Anteil an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei gerade einmal 20% liegt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Solarenergie die mit Abstand höchsten Vergütungssätze im EEG zugestanden werden. Die Kosten einer Megawattstunde (MWh) Sonnenstrom liegen für die Verbraucher etwa achtmal so hoch wie die Kosten einer MWh Windstrom (onshore) (vgl. BDEW, 2012a; BDEW, 2012b; BDEW, 2012c).

3 Indirekte Kosten des EEG

Zusätzlich zu den direkten Kosten verursacht das EEG auch indirekte Kosten. Damit sind Folgekosten der Förderung und Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu verstehen (vgl. DIW Berlin, 2010, S. 74). Sie werden nicht über die EEG-Umlage (eine Ausnahme bildet die Erhöhung der Differenzkosten in Folge negativer Strompreise) finanziert, sondern über höhere Strompreise und Netzentgelte auf die Stromverbraucher umgelegt (vgl. Bardt, Niehues & Techert, 2012a, S. 29). Auch sie werden voraussichtlich mit dem Fortschreiten der Energiewende weiter steigen. Einen wesentlichen Kostenfaktor bildet der notwendige Ausbau des Übertragungs- und Verteilungsnetzes.

Ausbaubedarf auf der Übertragungsnetzebene: Die dena-Netzstudie I (2005) schätzt, dass zur Integration der im Jahr 2015 zu erwartenden Windkraftleistung im On- und Offshore-Bereich von ca. 37 Gigawatt (GW) (26,2 GW an Land und 9,8 GW auf See) rund 400 km des vorhandenen 380-kV-Verbundnetzes verstärkt werden müssen. Ferner setzt die Integration der zu erwartenden Windkraftleistung den Bau von rund 850 km neuen Leitungstrassen (380-kV-Doppelleitungen) an Land voraus, was einem Anteil von 5% bezogen auf die bereits vorhandenen Höchstspannungstrassen entspricht. Das damit verbundene Investitionsvolumen beläuft sich auf rund 1,1 Mrd. Euro, also rund 1,3 Mio. Euro pro Kilometer. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 sieht vor, den Anteil der Erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch auf 35% in 2020 und auf 80% bis 2050 zu erhöhen. Die dena-Netzstudie II (2010) kommt zu dem Ergebnis, dass, um den Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien auf rund 40% bis 2020 erhöhen zu können, zusätzlich ca. 3500 km neue Höchstspannungstrassen errichtet werden müssen. Werden Investitionskosten in Höhe von 1,3 Mio. Euro pro Kilometer unterstellt, belaufen sich die Kosten für die Errichtung von 3500 km neuer Freileitungstrassen auf 4,5 Milliarden Euro bis zum Jahr 2020. Die Netzstudie II (2010) baut auf den Ergebnissen der dena-Netzstudie I (2005) auf, d.h. der in der dena-Netzstudie I (2005) geschätzte Bedarf an Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen wird hierbei als vollständig realisiert vorausgesetzt. Folglich belaufen sich die Netzinvestitionen schätzungsweise auf ca. 5,6 Mrd. Euro (1,1 Mrd. + 4,5 Mrd.). Das angegebene Investitionsvolumen bezieht sich stets auf die Errichtung von Freileitungen. Da diese immer öfter auf Widerstand in der Bevölkerung treffen, wird ein Teil des Netzausbaus voraussichtlich durch die Verlegung von unterirdischen Kabeln erfolgen. Die Investitionskosten für Erdkabel im Bereich des Übertragungsnetzes (380kV) sind jedoch um den Faktor 4 bis 10 höher (vgl. DIW Berlin et al., 2010, S. 89).

Ausbaubedarf auf der Verteilungsnetzebene: Im Fokus der Kurzstudie von E-Bridge, BET & IAEW (2011) steht die Abschätzung des Ausbaubedarfs beim Verteilungsnetz zur Integration des Stroms aus Wind- und Photovoltaikanlagen sowie des damit verbundenen Investitionsvolumens für das Energiekonzept der Bundesregierung. Dieses Konzept basiert auf der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ von EWI, GWS & Prognos (2010), wonach die im Jahr 2020 die installierte Wind- und Photovoltaikleistung jeweils 33,3 GW betragen soll. E-Bridge, BET & IAEW stellt fest, dass der größte Ausbaubedarf beim Mittel- und Niederspannungsnetz besteht. Beim Mittelspannungsnetz entspricht der Ausbaubedarf einem Anteil von 10,8% bezogen auf die Länge des bereits vorhandenen Mittelspannungsnetzes. Der Ausbaubedarf des Niederspannungsnetzes entspricht einer relativen Steigerung von 12%. Neben der Errichtung neuer Erdkabel müssen ferner zusätzliche Umspann- und Netzstationen gebaut werden. Der ermittelte Ausbaubedarf für den von der Bundesregierung erwarteten Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen bis 2020 beläuft sich somit auf ein Investitionsvolumen von insgesamt 10-13 Mrd. Euro.

Im Gegensatz zu dem Energiekonzept der Bundesregierung kommt die Studie von DLR, Fraunhofer IWES & IfnE (2010) mit dem Titel „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2010“ im Auftrag des BMU zu dem Ergebnis, dass im Jahr 2020 51,7 GW Photovoltaikleistung und 35,7 GW Onshore-Windleistung installiert sein dürften. Auch für dieses Szenario haben E-Bridge, BET & IAEW (2011) im Rahmen ihrer Kurzstudie den Ausbaubedarf auf der Ebene des Verteilungsnetzes sowie die damit verbundenen Investitionskosten geschätzt. Gemäß E-Bridge, BET & IAEW (2011) wäre der Ausbaubedarf bis 2020 signifikant größer. Die damit verbundenen Investitionen würden sich auf 21-27 Mrd. Euro belaufen und wären damit fast doppelt so hoch. Deutlich höher werden die Kosten des Verteilungsnetzausbaus von der dena (2012) berechnet, allerdings bis 2030. Diese schätzt die Kosten des Ausbaus der Verteilnetze auf 27,5 bis 42,5 Mrd. Euro. Ein Großteil der Investitionen entfällt dabei auf das Hochspannungsnetz mit 16,1 bis 26,3 Mrd.

Euro. In das Mittelspannungsnetz müssen 7,8 bis 12 Mrd. Euro und in das Niederspannungsnetz 3,6 bis 4,2 Mrd. Euro investiert werden.

Mit dem Ausbau des Übertragungs- und Verteilungsnetzes werden auch die Wartungs- und Reparaturkosten zunehmen, wodurch die Netznutzungsentgelte weiter steigen. Ferner ist davon auszugehen, dass auch die Netzbetriebskosten sich erhöhen. Mit den Netzbetriebskosten sind hier vor allem die Regelenergiekosten, die Engpassbeseitigungskosten (Synonym: Redispatch-Kosten) und die Kosten für die Verlustleistung gemeint.

Regelenergiekosten: Um die Systemstabilität nicht zu gefährden, muss die in das Elektrizitätsnetz eingespeiste elektrische Leistung stets der durch die Letztverbraucher bestimmten Last entsprechen. Einige auf erneuerbaren Primärenergien basierenden Erzeugungstechnologien (z.B. Wind- und Photovoltaikanlagen) können jedoch nur beim Vorliegen bestimmter meteorologischer und atmosphärischer Bedingungen elektrische Leistung in das Elektrizitätsnetz einspeisen. Diese Abhängigkeit führt dazu, dass die auf nicht-deterministischen Energiequellen basierende Stromerzeugung nicht genau prognostiziert werden kann. Das hat wiederum einen Mehrbedarf an Regelenergie zur Konsequenz.¹ Da nicht alle Energieerzeugungsanlagen in der Lage sind, Regelenergie anzubieten, ist davon auszugehen, dass der Preis auf dem Regelenergiemarkt zumindest kurzfristig ansteigen wird. Erzeugungskapazitäten, die für die Erbringung von Regelleistung vorgesehen sind, können nicht mehr auf dem regulären Strommarkt vermarktet werden, so dass voraussichtlich auch dort der Strompreis steigen wird.

Engpassbeseitigungskosten: Es ist fraglich, ob der von den Studien bezifferte Netzausbau bis 2020 vollständig abgeschlossen sein wird. Von den 850 km, die im Rahmen der dena-Netzstudie I ermittelt wurden und bis 2015 errichtet werden sollten, sind bis Ende 2010 lediglich 90 km realisiert worden (vgl. Frondel, 2012, S. 118). Im Jahr 2012 waren es gut 200 km (vgl. Netzentwicklungsplan, 2013). Verzögert sich der Netzausbau, wird sich ferner die innerdeutsche Engpassproblematik deutlich verschärfen. Dies bedingt wiederum höhere Engpassbeseitigungskosten (Redispatch-Kosten) und damit höhere Netznutzungsentgelte. Mit zunehmender Engpassproblematik steigt auch die Wahrscheinlichkeit für Versorgungsunterbrechungen.

Verlustenergiekosten: Angesichts der Tatsache, dass der Ausbau der Windenergie vor allem im Norden und Nordosten der Bundesrepublik erfolgt, die Verbrauchszentren jedoch überwiegend in der Mitte und im Süden der Bundesrepublik liegen, muss der Windstrom über größere Distanzen transportiert werden, was wiederum mit höheren Leitungsverlusten verbunden ist. Bei einer Verzögerung des Netzausbaus ist zudem zu erwarten, dass die Belastung des bestehenden Elektrizitätsnetzes bzw. die Stärke der Leitungsströme zunehmen wird, was mit zusätzlichen Leitungsverlusten verbunden wäre.

Durch die Verpflichtung der Netzbetreiber, die Netzanschlusskosten von Offshore-Windparks zu übernehmen, die Implementierung der Offshore-Haftungsregelungen und der Verpflichtung der Netzbetreiber, Entschädigungen für nicht produzierten EEG-Strom zu zahlen, werden die Netznutzungsentgelte für Stromverbraucher zusätzlich angehoben.

Sozialisierung der Netzanschlusskosten von Offshore-Windparks: Grundsätzlich tragen die Netzbetreiber nur die Netzausbau- und -verstärkungskosten. Die Netzanschlusskosten müssen hingegen von den Anlagebetreibern selbst aufgebracht werden. Eine Ausnahme besteht bei der Anbindung von Offshore-Windparks. Hier wurden die Übertragungsnetzbetreiber (durch

¹ Die Regelenergiekosten sind in den letzten Jahren gesunken. Ursächlich hierfür ist jedoch nicht die vermehrte Einspeisung Erneuerbarer Energien, sondern die Anordnung der Bundesnetzagentur im Jahr 2010, einen Netzregelverbund einzuführen (vgl. Bundesnetzagentur, 2010).

das Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBSchlG) vom 09.12.2006) verpflichtet, die Kosten für die Anschlussleitungen, d.h. die Leitung vom Umspannwerk der Offshore-Anlage bis zum technisch und wirtschaftlich günstigen Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilungsnetzes, zu übernehmen (vgl. Erdmann, 2008, S. 12). Die Regelung gilt für Offshore-Windparks, mit deren Bau bis zum Ende des Jahres 2015 begonnen wurde (ursprünglich galt die Befristung bis Ende 2011) (vgl. Erdmann, 2011, S. 39). Die Netzanschlusskosten werden von den Netzbetreibern über die Netznutzungsentgelte auf Letztverbraucher übergewälzt. Gemäß Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2007, S. 5) belaufen sich die Netzanschlusskosten auf 10% bis 30% der Gesamtinvestitionskosten. Durch diese Regelung steigen die Renditeerwartungen der Offshore-Anlagen-Betreiber. Dies führt wiederum dazu, dass der Anreiz, neue Offshore-Anlagen zu errichten, weiter steigt.

Offshore-Haftungsregelungen: Um den Ausbau der Offshore-Windenergie zusätzlich zu beschleunigen, hat die Bundesregierung des Weiteren eine Haftungsregelung implementiert, die es den Netzbetreibern ab 2013 erlaubt bei Netzausbauverzögerungen und Störungen beim Betrieb von Offshore-Netzanbindungen (damit sind z.B. der Ausfall einer Leitung oder Probleme bei der Umwandlung von Gleichstrom im Wechselstrom auf Offshore-Konverterplattformen gemeint) einen Teil ihrer Kosten für Schadensersatzzahlungen an Windparkbetreiber über Netzentgelte auf Endverbraucher umzuwälzen, was ebenfalls zu einem Anstieg der Netznutzungsentgelte führt. Gleichzeitig wird durch die Offshore-Haftungsumlage das unternehmerische Risiko der Windparkbetreiber auf die Letztverbraucher umgelegt, was wiederum Investitionsanreize in Windkraft erhöht.

Entschädigungszahlungen: Laut §11 Abs. 1 EnWG dürfen die Netzbetreiber die Einspeisung des EEG-Stroms drosseln, wenn andernfalls das Elektrizitätsnetz durch diesen Strom überlastet wäre. Im Falle eines Abregelns der EEG-Anlagen haben ihre Betreiber einen Anspruch auf Entschädigungszahlungen seitens der Netzbetreiber, da ihnen zumindest temporär der gesetzliche Einspeise-Vorrang entzogen wurde. Gemäß §12 Abs. 1 EEG umfasst der Entschädigungsanspruch 95% der entgangenen Einnahmen abzüglich der eingesparten Ausgaben (vgl. Erdmann, 2011, S. 41). Im Vergleich zu 2010 haben sich die Entschädigungszahlungen im Jahr 2011 mit gut 33 Mio. Euro mehr als verdreifacht (vgl. BNetzA, 2012, S. 59). Angesichts der Tatsache, dass EEG-Anlagen ungebremst weiter zugebaut werden, der Ausbau des Netzes und der Speicher jedoch nur langsam voranschreitet, ist davon auszugehen, dass EEG-Anlagen immer öfter abgeregelt werden müssen, was den weiteren Anstieg der Entschädigungszahlungen bedingen würde.

Durch die Sozialisierung der Netzanschlusskosten von Offshore-Windparks, die Offshore-Haftungsregelungen sowie die Entschädigungszahlungen an Betreiber von EEG-Anlagen werden die Investitionsanreize erhöht, die elektrische Energie aus nicht-deterministischen Primärenergiequellen zu gewinnen. Die bisher dargelegten Probleme bewirken einen Anstieg der Netznutzungsentgelte. Beim Anstieg dieser allein wird es jedoch nicht bleiben. Auch der Strompreis wird sich aller Voraussicht nach durch die weitere Förderung der EEG-Anlagen weiter verteuern. Dies wird anhand der folgenden Ausführungen näher verdeutlicht.

Vorhaltung von Backup-Kapazitäten: Der Zubau an EEG-Anlagen bedeutet keineswegs, dass auf konventionelle Kraftwerke vollends verzichtet werden kann. Die auf nicht-deterministischen Energiequellen basierende Stromerzeugung verlangt nämlich nach einer angemessenen, deterministisch verfügbaren schnell regelbaren Kraftwerksleistung, um z.B. bei schwachem Windaufkommen die ausbleibende Erzeugung in Echtzeit ausgleichen zu können. Dies setzt jedoch partielle Nachrüstung beim bestehenden Kraftwerkspark, gegebenenfalls auch den Bau zusätzlicher schnell regelbarer Schatten-Kraftwerke (Synonym: Backup-Kapazitäten) voraus (vgl. Schwab, 2012, S. 221). Derartige Maßnahmen werden

Kraftwerksbetreiber jedoch nur dann ergreifen, wenn der Strompreis auf ein Niveau steigt, das den Kraftwerksbetreibern trotz sinkender Einsatzzeiten zumindest die Amortisation der Investitionen ermöglicht. Auch das Vorhalten bereits bestehender schnell regelbarer Kraftwerke wird sich aufgrund tendenziell sinkender Einsatzzeiten in Folge der vorrangigen Einspeisung von Erneuerbaren Energien nur dann rentieren, wenn das Strompreisniveau entsprechend ansteigt (vgl. Frondel, 2012, S. 116).

Negative Strompreise: Die übermäßige Förderung Erneuerbarer Energien in Kombination mit vorrangiger Einspeisung dieser äußert sich immer mehr in negativen Strompreisen an der Strombörse. Die negativen Strompreise entstehen immer dann, wenn zu Zeiten niedriger Stromnachfrage besonders viel Strom aus nicht deterministischen Energiequellen, z.B. Wind- und Sonne, erzeugt wird. Anstatt Grundlastkraftwerke vom Netz zu nehmen, kann es für deren Betreiber angesichts der vergleichsweise hohen An- und Abschaltkosten günstiger sein, den Strom nicht nur kostenlos abzugeben, sondern für dessen Abnahme sogar zu bezahlen. Zu diesem Preis wird dann nicht nur der Strom aus konventionellen Kraftwerken, sondern auch der aus Erneuerbaren Energien abgegeben (vgl. Frondel, 2012, S. 119). Durch die negativen Strompreise an der Börse steigen die Differenzkosten, die in Form der EEG-Umlage von den Stromverbrauchern getragen werden müssen, weiter an. Sie errechnen sich nämlich aus der Differenz zwischen der durchschnittlich gezahlten Einspeisevergütung abzüglich des durchschnittlichen Marktpreises für Strom.

Die in dem vorliegenden Kapitel genannten indirekten Kosten der Förderung sind nur schwer zu quantifizieren. Erdmann (2011) hat einen Versuch unternommen, die indirekten Kosten des EEG zu schätzen. Er kommt zu dem Ergebnis, dass die indirekten Kosten rund 85 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 betragen werden. Zu den indirekten Kosten in Höhe von rund 85 Mrd. Euro müssen die direkten Kosten der Förderung addiert werden. Erdmann (2011) schätzt sie auf rund 250 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030. Zusammen sind es 335 Mrd. Euro. Es ist zu vermuten, dass Erdmann (2011) die Gesamtkosten der Energiewende unterschätzt. So werden z.B. die Kosten für die jüngst eingeführte Offshore-Haftungsumlage nicht berücksichtigt. Ferner ist Erdmann (2011) z.T. von Annahmen ausgegangen, die sich mittlerweile als überholt herausgestellt haben. So ist die EEG-Umlage in 2012 nicht wie angenommen zurück gegangen, sondern weiter gestiegen. Der von Erdmann für 2025 angenommene Anstieg auf sechs Cent/kWh ist bereits 2013 mit 5,3 Cent/kWh fast erreicht. Außerdem hat der Autor nicht die Mehrwertsteuer auf die EEG-Umlage und die steigenden Netznutzungsentgelte berücksichtigt.

4 Verteilungseffekte der Förderung Erneuerbarer Energien

Der Ausbau der durch das EEG geförderten Erzeugungstechnologien führt zu einer Umverteilung des Einkommens von unten nach oben.

1. Durch das EEG erhalten tendenziell wohlhabendere Bevölkerungsgruppen wie Bauern, Grundstücksbesitzer sowie Eigentümer von Mehr- und Einfamilienhäusern einen Anreiz, Photovoltaikanlagen auf den Dächern ihrer Häuser, Vieh- und Maschinenhallen sowie auf Wiesen zu installieren, da sie durch die für 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung eine relativ hohe Rendite erwirtschaften können. Der zur Miete wohnenden, tendenziell einkommensschwächeren Bevölkerung fehlt diese Möglichkeit. Sie ist nur an den daraus resultierenden Mehrkosten beteiligt (vgl. Frondel, Schmidt & aus dem Moore, 2012a, S. 4).
2. Die EEG-Umlage muss laut der Ausgleichsregelung (§ 40 ff. EEG), dem Eigenstromprivileg (§ 37 EEG) sowie dem Grünstromprivileg (§ 39 EEG) nicht von allen Stromverbrauchern gleichermaßen getragen werden. Das führt dazu, dass die

Differenzkosten auf eine entsprechend geringere Strommenge (umlagepflichtiger Letztverbrauch) umgelegt werden und somit die EEG-Kosten für alle Stromabnehmer steigen, die nicht durch die hier genannten Entlastungstatbestände begünstigt werden (vgl. BMWi & BMU, 2012, S. 36). Im Folgenden wird nur die Ausgleichsregelung (§ 40 ff. EEG) näher erläutert, da sie von den drei Entlastungstatbeständen zu den größten Mehrbelastungen für die sogenannten nicht-privilegierten Stromabnehmer führt.

Die Ausgleichsregelung gemäß § 40 ff. EEG sieht für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Schienenbahnen eine Begrenzung der EEG-Umlage vor. Gemäß § 40 EEG wird damit das Ziel verfolgt, diese Unternehmen vor steigenden Strompreisen zu schützen und ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu wahren. Die durch die Ausgleichsregelung gemäß § 40 ff. EEG resultierenden Mindererlöse bei den Übertragungsnetzbetreibern müssen grundsätzlich von den nicht-privilegierten Stromabnehmern aufgebracht werden.

Die Anzahl der privilegierten Unternehmen sowie die privilegierte Strommenge haben seit der Einführung des EEG sukzessiv zugenommen. Folglich sind auch die durch die Ausnahmeregelungen gemäß § 40 ff. EEG auf nicht-privilegierte Verbraucher umzulegenden Beträge in den letzten Jahren gestiegen (vgl. Tabelle 1) (vgl. BMWi & BMU, 2012, S. 36). Ursächlich hierfür ist neben dem Anstieg der Differenzkosten auch die Tatsache, dass der Kreis der begünstigten Stromabnehmer kontinuierlich erweitert wurde, zuletzt im Jahr 2011.

Tabelle 1: Entwicklung der Ausgleichsregelung gemäß § 40 ff. EEG

Jahr	Gestellte Anträge	Begünstigte Unternehmen	Privilegierte Strommenge [in GWh]	Mehrbelastung für die nicht-privilegierten Stromabnehmer durch Ausnahmeregelungen gemäß § 40 ff. EEG
2010	595	566	80.665	1,5 Mrd. Euro
2011	653	603	85.118	2,2 Mrd. Euro
2012	822	734	84.727 (Schätzung)	2,5 Mrd. Euro
2013	2057	1.800-1.900	97.000 (Schätzung)	k. A.

Quelle: BMWi & BMU (2012, S. 36f.).

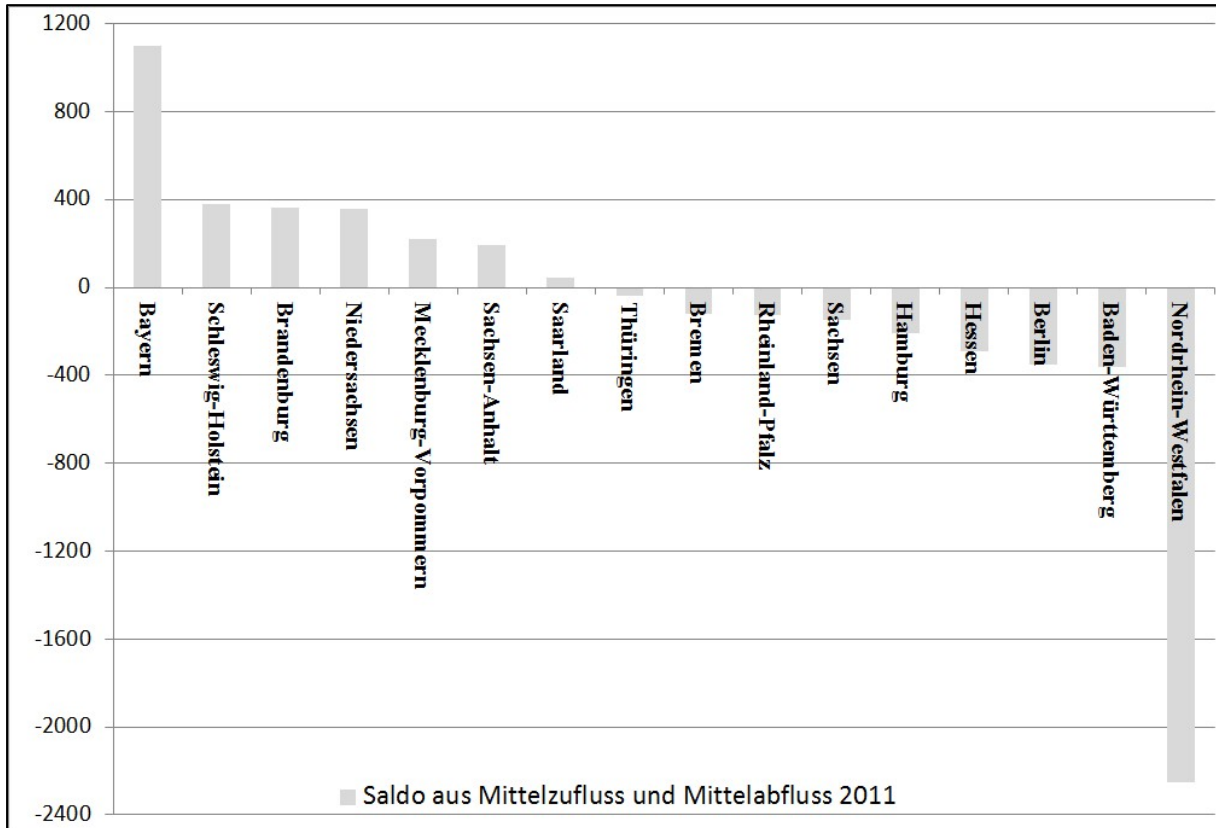
Für z.B. das Jahr 2012 hätte die EEG-Umlage ohne die Ausgleichsregelung nach § 40 ff. EEG nur 2,964 ct/kWh (netto) statt 3,59 ct/kWh (netto) betragen (vgl. BMWi & BMU, 2012, S. 36f.). Demnach hätte z.B. ein Drei-Personen-Haushalt, der nach Berechnungen von Frondel (2012) typischerweise 4000 kWh im Jahr verbraucht, 25 Euro (netto) weniger an Stromkosten gehabt $[4000\text{kWh} \cdot (3,59\text{ ct/kWh} - 2,964\text{ ct/kWh}) = 25\text{Euro}]$.

Im Jahr 2012 waren ca. 27,4% des deutschen Nettostromverbrauchs dank der Ausgleichsregelung (§ 40 ff. EEG), dem Eigenstromprivileg (§ 37 EEG) sowie dem Grünstromprivileg (§ 39 EEG) weitgehend von der EEG-Umlage entlastet (vgl. BMWi & BMU, 2012, S. 36).

- Einige Bundesländer profitieren mehr als andere von den Subventionen für Solar- und Windkraftanlagen. Um die regionalen Verteilungseffekte des EEG abzubilden, hat der BDEW die an die Anlagenbetreiber gezahlte Vergütungssumme (nach Abzug der Vermarktungserlöse des erzeugten Stroms und vermiedener Netznutzungsentgelte) den von den Verbrauchern aufgebrauchte EEG-Umlage je Bundesland gegenübergestellt (vgl. Abb.1). Anhand der Abbildung 1 ist zu erkennen, dass Bayern einer der größten Nutznießer des EEG ist. Es erzielt einen Überschuss von 1,1 Mrd. Euro, und zwar obwohl

es den zweithöchsten Stromverbrauch in Deutschland hat und mit etwas mehr als ca.2 Mrd. Euro die zweithöchste Zahlung in das EEG-System leistet. Ursächlich für Bayerns Geldsegen ist die Tatsache, dass Bayern der größte Photovoltaik-Stromproduzent ist und Photovoltaik die höchsten Vergütungssätze hat (vgl. BDEW, 2012a, S. 55).

Abbildung 1: Salden der EEG-Zahlungsströme nach Bundesländern [in Mio. Euro]



Quelle: BDEW (2012a, S. 57).

Den mit Abstand höchsten Mittelabfluss (3,5 Mrd. Euro) erfährt Nordrhein-Westfalen. Grund: Gut 10% des EEG-Stroms werden in Nordrhein-Westfalen produziert. Allerdings werden 40% davon mit Hilfe von Windkraft generiert. Da die Vergütungssätze dafür jedoch vergleichsweise niedrig sind, sind die Mittelzuflüsse in Nordrhein-Westfalen moderat. Gleichzeitig hat Nordrhein-Westfalen den höchsten Stromverbrauch in Deutschland. Mit 28% ist er doppelt so hoch wie in Bayern (vgl. BDEW, 2012a, S. 55f.).

- Wie bereits erläutert wurde, führt die Förderung Erneuerbarer Energien zur Erhöhung der Netznutzungsentgelte. Um Unternehmen vor steigenden Ausgaben für Elektrizität zu schützen, wurden auch hier verschiedene Regelungen vom Gesetzgeber getroffen. Grundsätzlich werden die von Letztverbrauchern zu zahlenden Netzentgelte auf der Basis der Gleichzeitigkeitsfunktion bestimmt. Abweichend hiervon haben Letztverbraucher die Möglichkeit, unter bestimmten Voraussetzungen ein individuelles Netznutzungsentgelt mit den Netzbetreibern zu vereinbaren (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV). Ferner gilt: Erreicht die Stromabnahme eines Letztverbrauchers aus dem Netz der allgemeinen Versorgung die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden und übersteigt der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle 10 GWh, ist er – auf Antrag – von den Netznutzungsentgelten vollständig zu befreien (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV). Die durch die Regelungen entstandenen Einnahmeausfälle für Netzbetreiber müssen von den übrigen Letztverbrauchern aufgebracht werden. Während die Summe der Entlastungen für 2012 noch rund 440 Mio. Euro betrug, rechnen die vier Übertragungsnetzbetreiber Amprion,

Tennet, 50 Hertz und Transnet BW mit einem Anstieg dieser auf rund 805 Mio. Euro im Jahr 2013 (vgl. AFP & DPA, 2012).

5. Auch die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Übernahme der Netzanschlusskosten von Offshore-Windkraftanlagen als auch die Einführung der Offshore-Haftungsumlage bewirken eine Umverteilung.

Die Privilegierung bestimmter Verbrauchergruppen zu Lasten anderer ist mit einer Umverteilung verbunden, die insbesondere einkommensschwächere Haushalte belastet. Sie müssen einen deutlich höheren Anteil am Haushaltseinkommen für die jährlich aufzubringende EEG-Umlage aufwenden als einkommensstärkere. Dies ist darin begründet, dass die Stromkosten mit zunehmendem Einkommen zwar steigen, deren Anstieg aber im Vergleich zum Einkommenszuwachs vergleichsweise gering ist. So ist z.B. das mittlere Nettoeinkommen der reichsten 10% der Bevölkerung über sechsmal so hoch wie das Einkommen der ärmsten 10%. Die Stromrechnung des oberen Einkommenszehntels ist aber nur um rund ein Viertel höher (vgl. Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2012). Ähnlich verhält es sich auch mit der EEG-Umlage. Im Jahr 2012 entrichtete jeder Haushalt, der zu den ärmsten 10% gehörte, knapp 6 Euro im Monat für die EEG-Umlage. Bei den wohlhabendsten 10% der Haushalte waren es ca. 7,20 Euro. Im Jahr 2013 erhöht sich der Aufwand der Haushalte für die EEG-Umlage. Dann werden die ärmsten 10% der Haushalte mit 8,75 Euro im Monat und die reichsten 10% mit nur 10,75 Euro im Monat belastet. Damit müssen die ärmsten 10% der Haushalte im Schnitt 1,3% ihres Einkommens für die EEG-Umlage aufbringen, während es bei den reichsten Haushalten nur 0,2% des Haushaltseinkommens sind (vgl. Institut der deutschen Wirtschaft Köln, 2012). Da sowohl die Strompreise als auch die Netznutzungsentgelte weiter steigen werden, wird insbesondere der Anteil der Stromkosten am Einkommen der weniger wohlhabenden Haushalte weiter in die Höhe getrieben. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Stromkosten der Arbeitslosengeld I und II - Empfänger nicht von der ARGE getragen werden.

Die Entlastung² der Industrie ist jedoch durchaus erforderlich. Laut der DIHK (2012, S. 29f.) gehören die deutschen Industriestrompreise in allen Verbrauchsklassen nach den italienischen zu den höchsten in Europa. Gegenüber Frankreich, also dem Land mit den niedrigsten Strompreisen, zahlen Betriebe in Deutschland je nach Verbrauchergruppe zwischen 40% und 50% mehr je Kilowattstunde. Der Hauptgrund dafür sind die im Vergleich deutlich höheren staatlichen Belastungen. Den größten Posten der staatlichen Belastungen bildet die EEG-Umlage. Auch die Strompreise in den USA und China sind deutlich niedriger als in Deutschland. So warnt das Hamburgische WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) vor weiter steigenden Strom- und Energiekosten für die deutsche Industrie, da dadurch die Wettbewerbsfähigkeit zunehmend gefährdet wird. Die Industrie hat in Deutschland eine besondere Bedeutung für Wohlstand und Beschäftigung. Effizienzverbesserungen sind weitgehend ausgereizt. Bei weiteren Preissteigerungen ist mit einer Abwanderung großer Industrieunternehmen mit negativen Effekten auf Wirtschaftswachstum und Beschäftigung zu rechnen (vgl. Bräuninger & Schulze, 2012, S. 19). Zusätzlich besteht die Gefahr, dass die stromintensiven Unternehmen ihre Produktion in Länder mit niedrigeren Umweltstandards verlagern, so dass insgesamt mehr Treibhausgase emittiert werden.

5 Klimawirkung

Der Strom aus EEG-Anlagen ist vorrangig in das Stromnetz einzuspeisen. Das hat zur Folge, dass konventionelle Kraftwerke zurückgefahren bzw. abgeschaltet werden müssen. Dadurch wird im Bereich der Stromerzeugung insgesamt weniger CO₂ ausgestoßen. Die Einspeisung

² Gegenwärtig prüft das OLG Düsseldorf, ob diese Entlastung gegen das europäische Wettbewerbsrecht verstoßen.

des Stroms aus Erneuerbaren Energien bewirkt zurzeit trotzdem keine zusätzlich Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Europäischen Union – dies ist das Ergebnis einer Studie von Traber & Kemfert (2009). Grund: Der 2005 eingeführte Handel mit Luftverschmutzungsrechten sieht eine Obergrenze für die Gesamtmenge des Treibhausgases Kohlendioxid (CO₂) vor, der von den europäischen Energie- und Industriekonzernen emittiert werden darf. Eine Erhöhung des Anteils des Stroms aus Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Beibehaltung der Obergrenze führt zu sinkenden Preisen für CO₂-Zertifikate. Dadurch wird es für die anderen in den CO₂-Handel eingebundenen Marktteilnehmer günstiger, CO₂-Zertifikate zu erwerben, anstatt in die Entwicklung von CO₂-sparsameren Produktionsabläufen zu investieren oder bereits vorhandene CO₂-Vermeidungsmaßnahmen zu implementieren. Eine Verlagerung der CO₂-Emissionen in andere Bereiche ist die Konsequenz (vgl. Wissenschaftlicher Beirat, 2004, S. 6ff.). Damit subventioniert das EEG die CO₂-Emissionen in Europa (vgl. Keudel, 2004, S. 1). Um diesem entgegenzuwirken, schlagen Kemfert & Diekmann (2009) vor, die Emissionsminderung durch die Erneuerbaren Energien bei der Bestimmung der Obergrenze für die Gesamtmenge des Treibhausgases Kohlendioxid zu berücksichtigen: insgesamt soll es weniger Luftverschmutzungsrechte geben als dies ohne die EEG-Förderung der Fall wäre. Dies würde zwar die Subventionierung der CO₂-Emissionen in Europa eliminieren, jedoch nichts an der Tatsache ändern, dass durch die Förderung Erneuerbarer Energien die Vermeidung von CO₂ nicht zu den geringst möglichen Kosten erfolgt (vgl. Bardt, Niehues & Techert, 2012b, S. 18). Durch den Handel mit CO₂-Emissionsrechten wird nämlich ein Marktpreis für das Recht, eine Tonne CO₂ zu emittieren, bestimmt. Aufgrund unterschiedlicher technischer und ökonomischer Möglichkeiten einzelner in den Handel mit CO₂-Emissionsrechten eingebundener Marktteilnehmer ergeben sich für diese auch unterschiedliche CO₂-Grenzvermeidungskosten (vgl. Gerner, 2012, S. 7). Diese zeigen auf, was die Emissionsvermeidung einer Tonne Treibhausgase unter Zugrundelegung eines bestimmten Emissionsziels kostet (vgl. DIW Berlin et al., 2010, S. 51). Die Unterschiede in den CO₂-Grenzvermeidungskosten bewirken, dass nur dort Maßnahmen zur Vermeidung von CO₂ ergriffen werden, wo die CO₂-Grenzvermeidungskosten unter dem Marktpreis für das Recht, eine Tonne CO₂ zu emittieren, liegen. Im Ergebnis werden die CO₂-Emissionen somit dort vermieden, wo es am kostengünstigsten möglich ist (vgl. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2011, S. 246). Die CO₂-Grenzvermeidungskosten von EEG-Anlagen liegen jedoch um ein Vielfaches über dem Preis für CO₂-Emissionsrechte.

6 Beschäftigung & Wirtschaft

Wichtig für die Bewertung der Energiewende ist ihr Einfluss auf die Beschäftigung und die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland. Wie bereits dargelegt wurde, sorgt die Energiewende für eine deutliche Verteuerung des Stroms in Deutschland und entzieht den Endverbrauchern finanzielle Mittel, die diese sonst anderweitig verwenden könnten. Laut einer Studie von Traber & Kemfert (2009) lässt die Energiewende die Gewinne der großen deutschen Stromversorger deutlich zurückgehen, da sich die erzielbaren Produzentenpreise in Folge des Merit-Order-Effektes, der aus der vorrangigen Einspeisung der Erneuerbaren Energien resultiert, verringern. Auch die Erlöse der Stromversorger der an Deutschland angrenzenden Länder gehen nach dieser Studie zurück. Es profitieren jedoch die Energiekonzerne aus nicht an Deutschland angrenzenden Ländern von dem durch das EEG induzierten Preisrückgang der CO₂-Zertifikate (vgl. Traber & Kemfert, 2009).

Von Befürwortern der Energiewende wird in der Regel ein positiver Beschäftigungseffekt aufgezeigt. Diese Behauptung ist jedoch nur haltbar, wenn ausschließlich die Bruttoeffekte des Aufbaus der entsprechenden Branchen betrachtet werden. Werden jedoch auch die negativen Effekte der Energiewende auf die Beschäftigung berücksichtigt, zeigt sich schnell, dass negative Nettoeffekte sehr wahrscheinlich sind. Am deutlichsten wird dieser

Zusammenhang bei der Verdrängung konventioneller Energien. Die großen Energieversorger in Deutschland mussten bereits zehntausende Arbeitsplätze abbauen. Jedoch wirkt sich dies auch auf die verbundenen Branchen aus, z.B. die Erbauer konventioneller Kraftwerke und deren Zulieferer.

Daneben führen die höheren Strompreise und der damit einhergehende Entzug von finanziellen Mitteln zu einer verminderten wirtschaftlichen Aktivität. Dies gilt ebenso für die Investitionen der stromintensiven Industrien (vgl. Frondel, Ritter & Vance, 2009, S. 21). Mit einem Rückgang der Investitionen wird für gewöhnlich auch ein Rückgang der Beschäftigung und der wirtschaftlichen Prosperität verbunden. Der Kaufkraftverlust der privaten Endkunden und der Verlust des Investitionskapitals der Unternehmen führen zu negativen Beschäftigungseffekten außerhalb der EE-Sektoren (vgl. BMU, 2006).

Mehrere Studien (vgl. Hentrich, Wiemers & Ragnitz, 2004, S. 72; Fahl, Küster & Ellersdorfer, 2005; Pfaffenberger, 2006; EWI, IE & RWI, 2004) kommen zu dem Schluss, dass der Beschäftigungseffekt der Energiewende bestenfalls neutral, wahrscheinlicher jedoch negativ ist. Andere Studien (vgl. Hillebrand et al., 2006; BEI, 2003) konstatieren hingegen kurzfristig einen positiven Beschäftigungseffekt, mittel- und langfristig fällt dieser jedoch negativ aus. Lediglich die Studie des BMU (2006) errechnet noch einen positiven Nettoeffekt. Entscheidend hierfür sind jedoch Exporterfolge der deutschen EE-Branche. Bislang zeigt sich jedoch, dass die Importe die Exporte deutlich übersteigen. Laut einer Studie des Zentrums für Solarmarktforschung betrug im 1. Halbjahr 2011 allein der Marktanteil chinesischer Hersteller im Zellen- und Modulgeschäft über 60%. Die deutschen Hersteller kommen lediglich noch auf unter 15% – mit sinkender Tendenz. So wird auch konstatiert, dass die Milliardenförderung keine konkurrenzfähige Solarbranche hervorgebracht hat (vgl. Brück, 2011). Für die Windenergiebranche steht es nicht wesentlich besser. Die deutschen Unternehmen können zwar ihre Exporte steigern, dennoch zeigen die Importe noch eine stärkere Zunahme (vgl. Groba & Kemfert, 2011).

So ist letztlich auch festzustellen, dass das deutsche Fördersystem vor allem in Ländern wie China und Japan zu positiven Effekten auf die Beschäftigung und das Wirtschaftswachstum geführt hat. In diesen Ländern kommen die negativen Effekte der deutschen EE-Förderung nicht zum Tragen, dafür profitieren sie aber in Form hoher Exporte nach Deutschland. Die in Deutschland entstandenen Arbeitsplätze sind zudem teuer erkaufte. Dies gilt insbesondere für die Solarbranche. Dort wurde ein Arbeitsplatz im Jahr 2008 mit rund 175.000 Euro durch das EEG subventioniert (vgl. Frondel, Ritter & Vance, 2009, S. 24). Nach einer neueren Rechnung kostet ein Arbeitsplatz in dieser Branche sogar mehr als 290.000 Euro (vgl. Frondel & Schmidt, 2010). Wolfgang Hummel vom Zentrum für Solarmarktforschung kommt zudem zu dem Schluss, dass die Beschäftigungseffekte, die für die Solarbranche angenommen werden, überhöht sind (vgl. Brück, 2011). Es ist davon auszugehen, dass auch für andere EE-Technologien zu hohe Werte angenommen werden. So würden die Subventionen eines Arbeitsplatzes noch deutlich höher ausfallen.

7 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit ist ebenfalls ein wichtiges Kriterium für die Bewertung der Energiewende. So ist die sinkende Abhängigkeit von Exporteuren der Energierohstoffe, insbesondere solcher aus unsicheren Weltregionen, ein großes Argument für die Energiewende. Wind- oder Sonnenenergie stehen aber auch nicht immer zur Verfügung. Beide Erzeugungstechnologien sind sehr volatil, und für die Sonnenenergie gilt, dass Deutschland nicht gerade ein von der Sonne verwöhntes Land ist. Aufgrund dieser Schwankungen und der eingeschränkten Möglichkeiten, Strom zu speichern, müssen konventionelle Kraftwerke bereitgehalten werden, die einspringen können, wenn nicht genug

Wind weht und Sonne scheint, um die Stromnachfrage zu befriedigen (vgl. Frondel, Ritter & Vance, 2009). Erdmann (2008) schätzt, dass die Vorhaltung der Reservekapazitäten allein im Jahr 2006 fast 600 Mio. Euro gekostet hat. Mittlerweile dürften die Kosten deutlich gestiegen sein, weil mit der Zunahme der volatilen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auch die Reservehaltung deutlich ausgeweitet werden musste. Da sich vor allem Erdgaskraftwerke für den Ausgleich kurzfristiger Lastschwankungen eignen, könnte im Rahmen der Energiewende die Abhängigkeit von den Erdgaslieferungen sogar zunehmen (vgl. Frondel, Ritter & Vance, 2009). Die Abhängigkeit von Rohstoffimporten dürfte unter dem Strich jedoch leicht sinken.

Um die abgeschalteten Kernkraftwerke zu ersetzen, müssten in Deutschland neue konventionelle Kraftwerke gebaut werden. Aufgrund volatiler Erzeugung und Ermangelung an Speichertechnologien wird eine doppelte Erzeugungsinfrastruktur benötigt. Dieses Problem besteht insbesondere aufgrund des ungebremsten Zubaus der Photovoltaik, die in über der Hälfte der Stunden in einem Jahr überhaupt keinen Strom erzeugt und zu den Verbrauchsspitzen, die in Deutschland in den Wintermonaten und Abendstunden liegen, nahezu keinen Beitrag leistet (vgl. Bode, 2010; Frondel, 2012). Die Verbraucher zahlen somit doppelt – für den Zubau der Solaranlagen einerseits und für den Aufbau und den Erhalt konventioneller Kraftwerke als Backup andererseits (vgl. Bode, 2010). Doch die Bereitstellung von Backup-Kraftwerken lohnt sich oft nicht mehr, da die konventionellen Kraftwerke aufgrund des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren Energien immer kürzer laufen und auch dann oftmals nur zu relativ geringen Preisen Strom verkaufen können. So lohnt es sich auch immer weniger, ältere Kraftwerke weiterhin instand zu halten und am Netz zu belassen (vgl. Frondel, 2012). Ferner kommt hinzu, dass neben der Vorhaltung bestehender Kraftwerke auch das Investieren in neue Kraftwerke zur Absicherung der Stromversorgung bei Ausfällen von Wind- und Sonnenenergie stets unattraktiver wird (vgl. Frondel, 2012). Dieses Problem wird unter Beibehaltung des Einspeisevorrangs der Erneuerbaren Energien mit dem weiteren Zubau dieser weiterhin zunehmen (vgl. Frondel, 2012). Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, hat die Bundesregierung ein Gesetz auf den Weg gebracht, das die Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke verbieten soll, selbst wenn diese unrentabel sind. Dadurch werden marktwirtschaftliche Mechanismen außer Kraft gesetzt. Ferner entstehen den Kraftwerksbetreibern zusätzliche Kosten (ca. 287 Mio. Euro), welche über die Netznutzungsentgelte von den Stromverbrauchern zu zahlen sind (vgl. dpa/mol, 2012).

Gelingt es nicht, dieses Problem zu reduzieren, ist zu befürchten, dass die Versorgungssicherheit zurückgehen wird. Gerade der Zubau der Photovoltaik kann die Versorgungssicherheit nicht erhöhen. Der zunehmende Zubau der Photovoltaik gefährdet eher die Versorgungssicherheit.

Deutschlands mittel- bis langfristiger Wandel vom Stromexporteur zum Stromimporteur ist auch vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit relevant. Mit der Stilllegung konventioneller Kraftwerke aufgrund ihres Alters und abnehmender Wirtschaftlichkeit gehen die gesicherten Erzeugungskapazitäten im Inland zurück. Diese können nicht durch fluktuierende Erneuerbare Energien ausgeglichen werden (vgl. KIT, 2012, S. 146f.). Deutschland wird auf absehbare Zeit auf Stromimporte aus dem Ausland angewiesen sein, um seine Stromversorgung zu sichern – mit möglichen Konsequenzen für die Versorgungssicherheit insbesondere zu Spitzenlastzeiten. Mit einem stärkeren Zubau konventioneller Erzeugungskapazitäten ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht zu rechnen (vgl. KIT, 2012, S. 147). Deutschlands Abhängigkeit von Stromimporten wird daher auf absehbare Zeit weiter zunehmen.

Der Netzausbau ist auch vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit von großer Bedeutung. Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass durch den Zubau der Erneuerbaren Energien auch ein enormer Netzausbaubedarf entsteht. Gelingt es nicht, das Netz

entsprechend der neuen Anforderungen zeitgerecht anzupassen, so wird darunter die Versorgungssicherheit leiden. Zur Sicherstellung der Versorgung muss jederzeitige Systemstabilität gewährleistet werden können. Dies ist nur möglich, wenn das Netz angemessen ausgebaut wird und jederzeit ausreichende gesicherte Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen, die auch schnell genug einsatzbereit sind. Dazu sind die Erneuerbaren Energien aufgrund der Unsicherheit der Strombereitstellung nicht in der Lage (vgl. KIT, 2012, S. 142ff.).

Aufgrund des schleppenden Fortschritts beim Netzausbau, werden die Netze der Nachbarstaaten wie z.B. Polen und Tschechien immer häufiger für den Stromtransport in Anspruch genommen. Dadurch wird deren Netzstabilität massiv gefährdet, weshalb diese den Stromfluss aus Deutschland durch den Einbau sog. Phasenschieber ab 2014 zu drosseln planen. Dies wird (*ceteris paribus*) wiederum den Aufwand zur Erhaltung der Netzstabilität im Bundesgebiet erhöhen (vgl. Neumann, 2013).

Um die zunehmend volatiler werdende Stromerzeugung abfedern zu können, aber auch die ehrgeizigen Ziele der Bundesregierung zu verwirklichen, werden vermehrt Speichertechnologien benötigt, mit denen Stromüberschüsse gespeichert und zu Zeiten mit geringerer Stromerzeugung genutzt werden können (vgl. Bräuninger & Schulze, 2012). Laut Weiß & Schulz (2011) kommen für die großtechnische Speicherung von Strom auf absehbare Zeit nur Druckluftspeicher und Pumpspeicherwerke in Frage. Da die Druckluftspeicher in ihrer Technik entweder veraltet oder industriell noch nicht einsetzbar sind, ist die effiziente Speicherung von Energie nur mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken möglich. In Deutschland umfasst die installierte Pumpspeicherkapazität zurzeit lediglich ca. 0,04 TWh. Bei sehr hoher Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien (> 50%) besteht aber ein Speicherbedarf in Höhe von bis zu 4 TWh (vgl. Weiß & Schulz, 2011). Das Problem der knappen Speicherkapazitäten könnte sich in Zukunft sogar noch verschärfen. Es scheint nämlich unter den aktuellen Rahmenbedingungen kaum Anreize zu geben, in neue Pumpspeicherkraftwerke zu investieren. Zudem droht einigen Pumpspeicherkraftwerken wegen unzureichender Rentabilität die Stilllegung. Medienberichten zufolge prüft z.B. Vattenfall die Stilllegung des Pumpspeicherkraftwerks „Niederwartha“ in Sachsen, da es nicht genügend Deckungsbeiträge erwirtschaftet (vgl. Kopp & Maaß, 2012; Weckbrodt, 2012). Ursächlich hierfür ist laut Vattenfall zum einen, dass seit 2008 Betreibern von Pumpspeicherwerken Netznutzungsentgelte für den Strom in Rechnung gestellt werden, den ihre Anlagen zum Betrieb der Speicherpumpen aus dem Netz beziehen. Zum anderen beeinträchtigt die Entwicklung der Stromhandelspreise die Rentabilität der Anlage. Die Pumpspeicherkraftwerke finanzieren sich aus der Preisdifferenz zwischen den Peak- und Off-Peak-Zeiten. Diese ist jedoch in Folge der Einführung des EEGs und des Atomausstiegs deutlich gesunken (vgl. Weckbrodt, 2012). Das Pumpspeicherkraftwerk „Niederwartha“ ist nicht das einzige, das unrentabel ist. Auch der Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks in Geesthacht lohnt sich nach Angaben von Vattenfall nicht (vgl. Kopp & Maaß, 2012).

Um die Investitionsanreize in die Errichtung neuer Pumpspeicherkraftwerke zu verbessern, werden zwar Speicheranlagen, die nach dem 31.12.2008 errichtet wurden und ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netznutzungsentgelten freigestellt (§ 118 Abs. 6 EnWG). Diese Regelung allein scheint zumindest für den Bau des geplanten Pumpspeicherkraftwerks Altdorf in Baden-Württemberg nicht ausreichend zu sein. Solange die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sich nicht ändern, wird das Kraftwerk wohl nicht gebaut (vgl. Messner, 2012).

Pumpspeicherkraftwerke sind für die Systemsicherheit und damit für die Versorgungszuverlässigkeit von großer Bedeutung. Das zeigte u.a. die UCTE-Großstörung am 4.11.2006, als das UCTE-Gesamtnetz wegen einer überlasteten Stromleitung in drei

Teilnetze zerfiel. Pumpspeicherkraftwerke trugen in allen drei Teilnetzen in großem Maße zur Stützung des Netzes bei, wodurch ein vollständiger Zusammenbruch der Stromversorgung verhindert werden konnte (vgl. Weiß & Schulz, 2011).

Der Bedarf an Speicherkapazitäten wird mit dem Fortschreiten der Energiewende, die vor allem auf nicht-deterministische Energiequellen basiert, weiter ansteigen. Da das Ausbaupotenzial der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland beschränkt ist, ist es erforderlich mehr in die Erforschung und Entwicklung neuer Speichertechnologien zu investieren. Andernfalls ist davon auszugehen, dass die Zuverlässigkeit der Stromversorgung leiden wird.

Für den Bau neuer Kraftwerke (auch um die Kernkraftwerke zu ersetzen) und den Ausbau der Netze im notwendigen Umfang, ist die Akzeptanz der Bevölkerung von entscheidender Bedeutung. Fehlende Akzeptanz kann nicht nur den notwendigen Ausbau erheblich verlangsamen oder sogar verhindern, sie erhöht auch die Kosten, die letztlich auf die Verbraucher umgelegt werden (vgl. BMWi, 2012). Schon jetzt kommt es daher zu einer Verlangsamung des Netzausbaus, die sich spätestens mittelfristig negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken wird (vgl. BDI, 2012). Die Akzeptanz der Energiewende durch die Bevölkerung wird mit weiteren Preissteigerungen und sinkender Versorgungssicherheit weiter zurückgehen.

8 Verbesserungsvorschläge

EEG-Umstellung auf Quotenregelung, Förderung FuE: Es wurde dargelegt, dass das EEG nahezu alle seine Ziele verfehlt. Lediglich ein überschneller Zubau von Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten gelingt durch die Überförderung – wenn auch hochgradig ineffizient, zu immens hohen Kosten mit gravierenden negativen volkswirtschaftlichen Effekten.

Das Ziel des Klima- und Umweltschutzes kann mit dem EEG aufgrund der Koexistenz mit dem EU-ETS, dem CO₂-Zertifikatehandel nicht erreicht werden. Dieses Ziel sollte also durch eine Verbesserung und Fortentwicklung des EU-ETS verfolgt werden. Mit dem Zertifikatehandel existiert ein marktliches Instrument, das dazu führt, dass Emissionen dort eingespart werden, wo dies zu den geringsten Kosten möglich ist. Dieses System ist also im ökonomischen Sinne effizient und daher vorzugswürdig. Dieses Instrument kann durch Förderung von Grundlagenforschung und die steuerliche Besserstellung von Forschungs- und Entwicklungsausgaben unterstützt werden (vgl. Haucap & Kühling, 2013, S. 42; Sinn, 2012; Weimann, 2009).

Die Unterstützung der Grundlagenforschung und Förderung von Forschung und Entwicklung sind auch die richtigen Maßnahmen, wenn die Ziele, die Schaffung von Beschäftigung und Wirtschaftswachstum sind. Nur mit diesen Maßnahmen können kostengünstig Anstrengungen unterstützt werden, die technologische Vorreiterrolle deutscher Unternehmen zu erhalten oder zu erringen. Das EEG ist für diese Ziele ungeeignet, da seine Nettowirkung auf Beschäftigung und Wirtschaftswachstum deutlich negativ ist.

Sieht man allerdings – unabhängig von der Erreichung anderer Ziele, wie Klimawirkung, Beschäftigungszuwachs und Wirtschaftswachstum – die Notwendigkeit der Förderung Erneuerbarer Energieträger, z.B. um die Abhängigkeit von unsicheren Rohstoffexporteuren zu reduzieren, so sollte ein Mechanismus entwickelt werden, mit dem sich der erwünschte Zubau zielgenau und effizient erreichen lässt.

Ein alternativer Mechanismus könnte der Monopolkommission (2011), dem Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (vgl. SVR,

2011; Frondel, Ritter & Vance, 2012b; acatech, 2012; Haucap & Kühling, 2013; INSM, 2012) und anderen vorgeschlagene Quotenmodell sein. Das Modell funktioniert wie folgt: Es werden handelbare Grünstromzertifikate ausgegeben, die die Erzeuger Erneuerbarer Energien pro produzierter MWh erhalten. Es wird eine Quote festgelegt, wieviele Grünstromzertifikate Energieversorger und Letztverbraucher gegenüber ihrem Stromverkauf bzw. -verbrauch vorweisen müssen. Die Grünstromzertifikate sind an der Börse oder bilateral handelbar. So stellt sich jederzeit ein Marktpreis ein. Die Stromverkäufer und -verbraucher können den grünen Strom selbst herstellen, ihn einkaufen oder die Grünstromzertifikate am Markt erwerben. Für die Vermarktung sind die Erzeuger Erneuerbarer Energien selbst verantwortlich. Sie erzielen einerseits Einnahmen aus dem verkauften Strom und andererseits aus dem Verkauf ihrer Grünstromzertifikate. So können auch Selbstverbraucher einbezogen werden, die zwar ihren Strom nicht verkaufen können, sehr wohl aber ihre Grünstromzertifikate. Wird die Quote nicht erreicht, so sollten die entsprechenden Unternehmen mit einer empfindlichen Pönale belegt werden, die z.B. bei 150% des Durchschnittspreises der Zertifikate liegen könnte. Beim Übererreichen der Quote sollten die Zertifikate in das nächste Jahr übertragen werden können (vgl. Frondel, Ritter & Vance 2012a; Haucap & Kühling, 2013).

Die Vorteile eines solches Modells sind überzeugend wie vielfältig. Die Förderung wäre technologie- und standortneutral, so dass sich die effizienten Technologien durchsetzen und die Ziele zu den geringstmöglichen Kosten erreicht werden können. Erzeuger Erneuerbarer Energien würden sich durch das Quotenmodell stärker am Markt ausrichten und z.B. ihre Anlagen abschalten, wenn sich am Markt negative Strompreise ergeben und diese nicht durch den Preis der Grünstromzertifikate überkompensiert würden. Es entstehen Anreize zur Investition in Speichertechnologien, da mit diesen die Möglichkeit besteht, die Einspeisung zeitlich zu steuern. Die Zielerreichung könnte mit dem Instrument der Quote deutlich genauer gesteuert werden als dies mit dem EEG jemals möglich wäre. Durch ein europäisches Quotenmodell könnten weitere Effizienzpotenziale gehoben werden (vgl. Frondel, Ritter & Vance, 2012a; Haucap & Kühling, 2013).

Das Quotenmodell bietet auch Spielraum zur Förderung verbrauchsnahe Erzeugung. So könnten z.B. für Erzeuger grünen Stroms, die nur einen geringen Netzausbau erfordern, mehr Grünstromzertifikate pro MWh zugewiesen werden. Ähnliches gilt für die Erzeuger weniger volatilen Stroms, diese könnten auch mit einem höheren Satz an Grünstromzertifikaten belohnt werden. Um die energieintensive Industrie zu schützen, könnte die zu erreichende Quote dieser Unternehmen gesenkt werden. Um dennoch die Gesamtquote zu erreichen, müssten dann jedoch andere Verbraucher eine entsprechend höhere Quote erreichen. Solche Maßnahmen können durchaus auch aus ökonomischer Sicht geboten sein. Nicht ökonomisch begründen lässt sich hingegen die Verzerrung des Marktmechanismus durch Bevorzugung einzelner Technologien, die sich nicht aus den o.g. Argumenten herleiten lässt (vgl. Haucap & Kühling, 2013).

Die Überführung vom EEG zum Quotenmodell ist dabei recht unproblematisch. Das EEG könnte zum 1.1.2014 auslaufen und durch das Quotenmodell ersetzt werden. Da die Altanlagen Bestandsschutz genießen, würde für diese die alte EEG-Regelung weiter bestehen, bis die garantierte Laufzeit ausläuft. Ein freiwilliger Wechsel zum neuen Modell sollte jedoch möglich sein – allerdings ohne Rückkehrmöglichkeit. Das Quotenmodell würde somit zunächst nur für neue Anlagen gelten und für die Anlagen, deren garantierte Einspeisevergütung ausläuft – sowie für jene Erzeuger grünen Stroms, die sich für den freiwilligen Wechsel entscheiden. Die Quote sollte zunächst nur sehr langsam steigen, da schon jetzt die Versorgungssicherheit gesunken ist, die Netze an ihre Grenzen stoßen und die Verbraucher bereits stark belastet werden. Wenn die negativen Folgen des EEG dann zurückgehen, kann die Quote jährlich stärker angepasst werden. Generell sollte die Bundesregierung ihre ambitionierten Ausbauziele nochmal überdenken, um die

Versorgungssicherheit nicht weiter zu gefährden, wieder zu moderateren Preissteigerungen zurückzukehren und die negativen volkswirtschaftlichen Effekte möglichst gering zu halten.

Backup-Kapazitäten: Es wurde darauf hingewiesen, dass die Versorgungssicherheit aufgrund der steigenden Mengen volatiler Stromerzeugung abnimmt und die Versorgung in Zukunft nur noch mit dem weiteren Zubau von konventionellen Reservekapazitäten sicherzustellen ist. Der Bau dieser Kraftwerke bzw. der Weiterbetrieb bestehender Kraftwerke wird aber aufgrund sinkender Einsatzstunden zunehmend unrentabel. Ein Umstieg auf ein Quotenmodell würde zwar einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten; dies ist aber auf absehbare Zeit nicht ausreichend. Kurzfristig hat aber auch die übereilte Abschaltung der Kernkraftwerke die Versorgungssicherheit gefährdet. Mittel- und langfristig muss daher ein System entwickelt werden, das den Zubau konventioneller Kraftwerke wieder rentabel macht.

Ein mögliches Instrument ist die Schaffung eines Kapazitätsmarktes. Dazu gehören neben der Kapazitätsvorhaltung konventioneller Kraftwerke auch Speichermöglichkeiten sowie die nachfrageseitige Lastanpassung. Derzeit ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes aufgrund der vorhandenen Reserven noch nicht nötig, und es reicht die Vorhaltung von Kaltreserven (vgl. Nailis, Baumgart & Hinüber, 2011). Aber es ist absehbar, dass in Zukunft der Aufbau von konventionellen Kraftwerken mit dem Instrument des Kapazitätsmarktes unterstützt werden muss. Es hat sich gezeigt, dass an manchen Tagen von den volatilen Energien (Wind, Sonne) nur ein Bruchteil ihrer Erzeugungskapazität zur Verfügung steht. Zu diesen Zeiten muss das Stromangebot auch die -nachfrage decken können. Auch wenn ein Teil der Jahreshöchstlast durch nachfrageseitige Maßnahmen reduziert und ein Teil der Nachfrage durch Speicherkapazitäten ausgeglichen werden kann, so müssen doch konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen, die beinahe diese gesamte Nachfrage decken können müssen. Dies wird nur mithilfe eines Kapazitätsmarktes möglich sein, über den das Vorhalten von Stromerzeugungskapazität entlohnt wird. Aufgrund der Komplexität muss die Ausgestaltung eines solchen Erzeugungsmarktes jedoch sehr genau geplant werden. Sicher ist, dass durch die Implementierung eines Kapazitätsmarktes erhebliche Kosten entstehen, die von den volatilen Erneuerbaren Energien verursacht und von den Endverbrauchern zu tragen sein werden.

9 Fazit

Die Energiewende ist beschlossene Sache; die Ziele der Bundesregierung, verschiedener Landesregierungen und Bundesministerien sind bekannt. Grundsätzlich ist die Energiewende auch zu unterstützen. Dennoch sollten die beteiligten Entscheidungsträger den Rahmen, insbesondere das EEG, auf seine Zweckmäßigkeit überprüfen. Die verschiedensten Förderziele und -maßnahmen implizieren allein schon Ineffizienzen. Es wurde gezeigt, dass die meisten wichtigen Ziele, die durch die Energiewende erreicht werden sollen, durch das Instrument des EEG nicht oder nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten erreicht werden können. So zeigt sich, dass trotz volkswirtschaftlicher Belastungen in Höhe von mehreren hundert Milliarden Euro keine oder sogar eine negative Klimawirkung durch das EEG sowie ein mit hoher Wahrscheinlichkeit negativer Beschäftigungs- und Wachstumseffekt induziert werden. Dabei nimmt die Versorgungssicherheit ab und die negativen Folgen für die Umwelt durch den Ausbau der Netze und Erneuerbarer Stromerzeugung sind derzeit noch unabsehbar. Ferner löst das EEG nicht beabsichtigte und nicht gerechtfertigte Umverteilungseffekte aus. So werden etwa gerade wirtschaftlich schwächere Haushalte überproportional belastet, um Wohlhabenden sichere großzügige Renditen aus Investitionen in Erneuerbare Energien zu finanzieren.

Die Strompreissteigerungen durch die Energiewende haben dabei noch kein Ende gefunden. Die Bundesregierung führt regelmäßig neue Umlagen und Förderprogramme ein,

um die unbeabsichtigten Symptome anderer Fördermaßnahmen zu bekämpfen. Dadurch wird die Energiewende jedoch noch teurer und es entstehen wieder neue Probleme. Die vielkritisierte Freistellung bzw. Besserstellung bestimmter energieintensiver Unternehmen hingegen ist ökonomisch geboten, da andernfalls die Unternehmen in Länder abwandern, die ihnen bessere Energiekosten versprechen. Alles in allem führt das EEG zu einer ineffizienten (Über-)Förderung der Erneuerbaren Energien, mit der Folge enormer Belastungen für deutsche Privathaushalte und Unternehmen.

Um die Energiewende effizienter und bezahlbar zu gestalten, wird empfohlen die ambitionierte Zubauzielsetzung der Bundesregierung grundsätzlich zu überdenken, da schon jetzt die Netze bis an ihre Belastbarkeitsgrenze gefordert sind, und viele Verbraucher und Unternehmen die Mehrkosten nur unter großer Anstrengung aufbringen können. Daneben sollte auch der Wechsel zum Quotenmodell geprüft werden, das eine zielgenauere Zubausteuerung gestattet und erhebliche Effizienzgewinne mit sich bringt. Um die Ziele der Schaffung von Beschäftigung und Förderung von Wirtschaftswachstum zu erreichen, bietet es sich an, Instrumente, wie die Förderung der Grundlagenforschung und steuerliche Besserstellung von Forschung und Entwicklung zu implementieren. Um die Netzausbaukosten zu minimieren, sollte ein System regional und zeitlich differenzierter Netznutzungsentgelte eingeführt werden, das nicht nur konventionelle Kraftwerke sondern auch die neuen EEG-Anlagen einschließt. Auf diese Weise werden die Kraftwerksbetreiber an den durch ihre Entscheidung induzierten Netzausbau- und Betriebskosten beteiligt. Für den notwendigen Aufbau von Speicherkapazitäten sind grundsätzlich bessere Rahmenbedingungen zu schaffen, damit diese weiterbetrieben und zusätzlich zugebaut werden. Das Problem der Backup-Kapazitäten gilt es weiterhin zu beachten. Sollte der Betrieb konventioneller Kraftwerke zunehmend unattraktiver werden, wie es zu erwarten ist, so müssen in Zukunft Instrumente entwickelt werden, um dem entgegen zu wirken. Andernfalls wäre die Versorgungssicherheit allzu bald in Gefahr.

Die Energiewende ist ein Jahrhundertprojekt, das enorme Herausforderungen aber auch einige Chancen mit sich bringt. Werden nicht bald die Probleme rational analysiert und die richtigen Schlüsse gezogen, wird die Energiewende zu einer Belastung, die den Wohlstand in Deutschland nachhaltig gefährden wird.

Literatur

- Acatech (2012), Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, acatech POSITION September 2012, München.
- AFP & DPA (2012), Befreiung von Netzentgelten gilt vorerst weiter, Südwest Presse vom 15.11.2012, online im Internet: <http://www.swp.de/ulm/nachrichten/wirtschaft/Befreiung-von-Netzentgelten-gilt-vorerst-weiter;art4325,1722753>.
- Bardt, H., J. Niehues & H. Techert (2012a), Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland: Wirkungen und Herausforderungen des EEG, Beiträge zur Ordnungspolitik aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Köln.
- Bardt, H., J. Niehues & H. Techert (2012b), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Erfahrungen und Ausblick, Studie an die Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Köln.
- BDEW (2012a), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011) Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen, Marktintegration der erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme, Berlin, 15. Dezember 2011 (korrigierte Fassung vom 23. Januar 2012), Berlin.
- BDEW (2012b), BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2012. Haushalte und Industrie, Update 26.10.2012, online im Internet: [http://bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD-9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/121026_BDEW_Strompreisanalyse_Oktober%202012_Update_26.10.2012.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD-9ECE5DC1257AA20040E368/$file/121026_BDEW_Strompreisanalyse_Oktober%202012_Update_26.10.2012.pdf).
- BDEW (2012c), Foliensatz zur Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011), Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen, Marktintegration der erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme, online im Internet: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/128606B1A78AB269C125796B003D42A4/\\$file/Foliensatz%20EnergieInfo%20EE%20und%20das%20EEG%20\(2011\)_23012012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/128606B1A78AB269C125796B003D42A4/$file/Foliensatz%20EnergieInfo%20EE%20und%20das%20EEG%20(2011)_23012012.pdf).
- BDI (2012), Energiewende-Navigator 2012 des BDI.
- BEI (2003), Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich der Erneuerbaren Energien, Bremer Energie Institut, Bremen.
- BMU (2006), Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte, Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Kurz- und Langfassung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU (2010), Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt: Bestandaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich, Berlin.
- BMWi (2012), Die Energiewende in Deutschland: Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050, Berlin.
- BMWi & BMU (2012), Erster Monitoringbericht: Energie der Zukunft, Berlin.
- Böckers, V., L. Giessing, J. Haucap, U. Heimeshoff & J. Rösch (2012), Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, DICE ordnungspolitische Perspektiven Nr. 24, Düsseldorf.
- Bode, S. (2010), Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen, *Wirtschaftsdienst* 90(10), 643-647.

- Bräuninger, M. & S. Schulze (2012), Konsequenzen der Energiewende, UniCredit Bank AG Corporate & Investment Banking (Hrsg.), München.
- Brück, M. (2011), Die Absahner aus Fernost: Langjähriger Förderung zum Trotz scheint sich Deutschland in Sachen Fotovoltaik zum Importland zu entwickeln – die Asiaten bauen ihre Vormachtstellung aus, WirtschaftsWoche vom 18.11.2011, online im Internet: <http://www.wiwo.de/unternehmen/energie/solarindustrie-die-absahner-aus-fernost/5862294.html>.
- Bundesnetzagentur (2010), Pressemitteilung: Bundesnetzagentur ordnet Netzregelverbund für die deutschen Stromnetze an, online im Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2010/100316NetzregelverbundStrom.html?nn=65116.
- Dena-Netzstudie I (2005), Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln.
- Dena-Netzstudie II (2010), Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, Berlin.
- Dena-Verteilnetzstudie (2012), Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.
- DIHK (2012), Faktenpapier Strompreise in Deutschland: Bestandteile, Entwicklungen, Strategien, Berlin.
- DIW Berlin, ISI, GWS & IZES (2010), Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt: Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich: Arbeitspaket 1, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, online im Internet: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/endbericht_ausbau_ee_2009.pdf.
- DLR, Fraunhofer IWES & IfnE (2010), Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Leitstudie 2010, BMU - FKZ 03MAP146.
- Dpa/mol (2012), Bürger zahlen für Kraftwerke im Standby-Betrieb, Die Welt vom 21.09.2012, online im Internet: <http://www.welt.de/wirtschaft/article109375766/Buergerzahlen-fuer-Kraftwerke-im-Standby-Betrieb.html>.
- E-Bridge, BET & IAEW (2011), Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Aachen/Bonn.
- Erdmann, G. (2008), Indirekte Kosten der EEG-Förderung, Kurz-Studie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM), Berlin.
- Erdmann, G., (2011), Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien: eine Studie der Technischen Universität Berlin im Auftrag von vbw – Vereinigung der Bayerische Wirtschaft e.V., Bayerische Chemieverband, Bayerische Papierverbände, Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Ewi, gws & prognos (2010), Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung, Projektnummer 12/10, des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel [u.a].

- EWI, IE & RWI (2004), Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG), Energiewirtschaftliches Institut (EWI) der Universität Köln, Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA).
- Fahl, U., R. Küster & I. Ellersdorfer (2005), Jobmotor Ökostrom? Beschäftigungseffekte der Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55(7), 476-481.
- Frondel, M. (2012), Die Kosten und Risiken der Energiewende, in: H. Bruhns (Hrsg.): *Energiewende: Aspekte, Optionen, Herausforderungen*, Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Berlin 2012, 112-123.
- Frondel, M., N. Ritter & C. Vance (2009), Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland, Endbericht Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.), Essen.
- Frondel, M. & C.M. Schmidt (2010), Die EEG-Förderung erneuerbarer Energien: Kein Erfolgsmodell, *Wirtschaftsdienst* 90(10), 647-653.
- Frondel, M., C.M. Schmidt & N. aus dem Moore (2012a), Energiewende und steigende Strompreise: Wer trägt die Hauptlast der hohen Kosten?, *Ifo Schnelldienst* 17(4).
- Frondel, M., C.M. Schmidt & N. aus dem Moore (2012b), Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft.
- Gerner, D. (2012), Zuteilung der CO₂-Zertifikate in einem Emissionshandelssystem, *Forum Wirtschaftsrecht* 9, Herausgegeben vom Institut vom Wirtschaftsrecht an der Universität Kassel, Kassel.
- Groba, F. & C. Kemfert (2011), Erneuerbare Energien: Deutschland baut Technologie-Exporte aus, *DIW Wochenbericht* 78(45), 23-29.
- Haucap, J. & J. Kühling (2013), Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (3), 41-49.
- Hentrich, S., J. Wiemers & J. Ragnitz (2004), Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien, Institut für Wirtschaftsforschung Halle – IWH, Sonderheft 1/2004, Halle.
- Hillebrand, B., H.G. Buttermann, M. Bleuel & J.M. Behringer (2006), The Expansion of Renewable Energies and Employment Effects in Germany, *Energy Policy* 34(18), 3484-3494.
- INSM (2012), INSM-Position. Energiewende braucht Marktwirtschaft, Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Berlin.
- Institut der deutschen Wirtschaft Köln (2012), Energiewende-Radar: Fortschritte beim Umbau der Stromversorgung in Deutschland von 2000 bis 2012, Gutachten für die Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Köln.
- Institut der deutschen Wirtschaft Köln (2012), Geringverdiener zahlen die Zeche, Anlage zu Pressemitteilung Nr. 56/2012 des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln, online im Internet: <http://www.iwkoeln.de/de/presse/pressemitteilungen/beitrag/eeg-umlage-aermere-haushalte-sind-besonders-belastet-100626>.
- Kemfert, C. & J. Diekmann (2009), Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides, *Wochenbericht des DIW Berlin* Nr. 11, 169-174.

- Keudel, M. (2004), Wie kommen wir am kostengünstigsten ans Ziel? Der Emissionshandel im Wettbewerb mit anderen Instrumenten, Institut für Wirtschaftspolitik an der Universität zu Köln, Ordnungspolitischer Kommentar Nr. 4, Köln.
- KIT-Karlsruher Institut für Technologie (2012), Gutachten: Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer und Preissicherheit, Studie im Auftrag des Baden-Württembergischen Industrie- und Handelskammertags, Karlsruhe.
- Kopp, M. & S. Maaß (2012), Wasserkraft für die deutsche Energiewende: Pumpspeicherkraftwerke wie in Geesthacht können wegen zu hoher Netzkosten nicht rentabel arbeiten. Ein Gesetz soll das ändern, Welt am Sonntag vom 07.10.12, online im Internet: <http://www.welt.de/print/wams/hamburg/article109670001/Wasserkraft-fuer-die-deutsche-Energiewende.html>.
- Messner, W. (2012), So rechnet sich Altdorf nicht, Stuttgarter Zeitung vom 30.03.2012, online im Internet: <http://www.stuttgarter-zeitung.de/inhalt.pumpspeicherkraftwerk-so-rechnet-sich-atdorf-nicht.93ecafec-f7dc-428a-9278-2e1323998d29.html>.
- Monopolkommission (2011), Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Bonn.
- Nailis, D., B. Baumgart & G. Hinüber (2011), Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61(1/2), 2-5.
- Neumann, S. (2013), Polen und Tchechien wehren sich gegen deutschen Windstrom, Ingenieur.de vom 09.03.2013, online im Internet: <http://www.ingenieur.de/Politik-Wirtschaft/Energie-Umweltpolitik/Polen-Tschechien-wehren-deutschen-Windstrom>.
- Pfaffenberger, W. (2006), Wertschöpfung und Beschäftigung durch grüne Energieproduktion?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56(9), 22-26.
- Pfaffenberger, W., N. Khanh & J. Gabriel (2003), Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich der Erneuerbaren Energien, BEI - Bremer Energie Institut, Bremen.
- RWI (2004), Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG), Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) der Universität Köln, Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA).
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011), Jahrgutachten 2011/12: Verantwortung für Europa wahrnehmen, Wiesbaden.
- Schwab, A. J. (2012), Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 3. Auflage, Heidelberg, Springer.
- Sinn, H.-W. (2012), Das grüne Paradoxon: Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik, Berlin.
- Tietjen, O. (2012), Kapazitätsmärkte, Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt, Germanwatch e.V. (Hrsg.), Bonn.
- Traber, T. & C. Kemfert (2009), Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions, and Firms, *The Energy Journal* 30(30), 155-178.
- Weckbrodt, H. (2012), Ökostrom macht Pumpspeicherwerk Niederwartha zu teuer, DNN-Online vom 16.10.2012, online im Internet: <http://www.dnnonline.de/radebeul/web/regional/wirtschaft/detail/-/specific/Oekostrom-macht-Pumpspeicherwerk-Niederwartha-zu-teuer-1685252560>.

- Weimann, J. (2009), Die Klimapolitik-Katastrophe: Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe, 2. Auflage, Marburg.
- Weiß, T. & D. Schulz (2011), Energiespeicher ermöglichen eine sichere und nachhaltige Energieversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender Energie, *Ingenieur-Spiegel, Fachmagazin für Ingenieure* 4, 60-61.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2004), Zur Förderung erneuerbarer Energien, Köln.

Die komplette Liste der Diskussionspapiere ist auf der Internetseite veröffentlicht / for full list of papers see:
<http://fgvwl.hsu-hh.de/wp-vwl>

2013

- 136 Hessler, Markus; Loebert, Ina: Zu Risiken und Nebenwirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, June 2013.
- 135 Wesselhöft, Jan-Erik: The Effect of Public Capital on Aggregate Output- Empirical Evidence for 22 OECD Countries -, June 2013.
- 134 Emrich, Eike; Pierdzioch, Christian; Rullang, Christian: Zwischen Ermessensfreiheit und diskretionären Spielräumen: Die Finanzierung des bundesdeutschen Spitzensports – eine Wiederholungsstudie, April 2013.
- 133 Christmann, Robin: Vertragliche Anreize und die Fehlbarkeit des Richters – Der ungewisse Gang vor Gericht und sein Einfluss auf eine Verhaltenssteuerung im BGB-Vertragsrecht, March 2013.
- 132 Gerrits, Carsten: Internetnutzer und Korruptionswahrnehmung - Eine ökonomische Untersuchung, February 2013.
- 131 Freese, Julia: The regional pattern of the U.S. house price bubble - An application of SPC to city level data, January 2013.

2012

- 130 Kruse, Jörn: Unabhängige staatliche Institutionen: Funktionalität und demokratische Legitimation, November 2012.
- 129 Andrae, Jannis: Unabhängigkeit von Institutionen - Gründe bzw. Ursachen und Kriterien zur Beurteilung der Unabhängigkeit von öffentlichen Institutionen im demokratischen Rechtsstaat, November 2012.
- 128 Andrae, Jannis: Ideengeschichtliche Aspekte unabhängiger Institutionen, November 2012.
- 127 Pfeiffer, Christoph P.: Causalities and casualties: Media attention and terrorism, 1970–2010, November 2012.
- 126 Pierdzioch, Christian; Emrich, Eike: A Note on the International Coordination of Anti-Doping Policies, November 2012.
- 125 Berlemann, Michael; Wesselhöft, Jan-Erik: Estimating Aggregate Capital Stocks Using the Perpetual Inventory Method – New Empirical Evidence for 103 Countries –, October 2012.
- 124 Berlemann, Michael; Freese, Julia; Knoth, Sven: Eyes Wide Shut? The U.S. House Market Bubble through the Lense of Statistical Process Control, October 2012.
- 123 Pierdzioch, Christian; Emrich, Eike; Klein, Markus: Die optimierende Diktatur – Politische Stabilisierung durch staatlich verordnetes Doping am Beispiel der DDR, August 2012.
- 122 Flatau, Jens; Emrich, Eike; Pierdzioch, Christian: Zum zeitlichen Umfang ehrenamtlichen Engagements in Sportvereinen – sozioökonomische Modellbildung und empirische Prüfung, August 2012.
- 121 Pfeiffer, Christoph P.: The curse of anxiety-pleasure: Terrorism, the media, and advertising in a two-sided market framework, August 2012.
- 120 Pitsch, Werner; Emrich, Eike; Pierdzioch, Christian: Match Fixing im deutschen Fußball: Eine empirische Analyse mittels der Randomized-Response-Technik, August 2012.
- 119 Dluhosch, Barbara; Horgos, Daniel; Zimmermann, Klaus W.: EU Enlargement and Satisfaction with Democracy: A Peculiar Case of Immizerising Growth, July 2012.
- 118 Pierdzioch, Christian; Rülke, Jan-Christoph; Stadtmann, Georg: Forecasting U.S. Housing Starts under Asymmetric Loss, June 2012.
- 117 Dluhosch, Barbara; Horgos, Daniel; Zimmermann, Klaus W.: Explaining the Income Distribution Puzzle in Happiness Research: Theory and Evidence, May 2012.
- 116 Dluhosch, Barbara; Horgos, Daniel: (When) Does Tit-for-Tat Diplomacy in Trade Policy Pay Off?, April 2012.
- 115 Dluhosch, Barbara; Horgos, Daniel: Trading Up the Happiness Ladder, March 2012.

2011

- 114 Castellani, Davide; De Benedictis, Luca; Horgos, Daniel: Can we really trust offshoring indices? June 2011.
- 113 Hielscher, Kai. Monetary Policy Delegation and Transparency of Policy Targets: A Positive Analysis, June 2011.
- 112 Berlemann, Michael; Hielscher Kai. A Time-varying Indicator of Effective Monetary Policy Conservatism, June 2011.
- 111 Kruse, Jörn. Netzneutralität. Soll die Neutralität des Internet staatlich reguliert werden?, May 2011.
- 110 Kruse, Jörn. Eine Demokratische Reformkonzeption: Mehr Einfluss für die Bürger und mehr Fachkompetenz und Langfristigkeit bei politischen Entscheidungen, May 2011.

