

**Herausforderungen und Entwicklungen
in der deutschen Energiewirtschaft –
Auswirkungen des steigenden Anteils an
erneuerbarer Energien auf die EEG-
Umlagekosten und die Versorgungssicherheit**

Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel Schubert

* Reprint of a book chapter in “Sammelband Energiewende” (forthcoming)

October 2012



**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN**

EE²

Dresden University of Technology
Chair of Energy Economics



Berlin University of Technology
Workgroup for Infrastructure Policy
(WIP)

Herausforderungen und Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft

Auswirkungen des steigenden Anteils an
erneuerbarer Energien auf die EEG-Umlagekosten
und die Versorgungssicherheit

Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel Schubert

1. Einleitung

Bevor die Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft aufgegriffen werden, wird kurz der globale und europäische Hintergrund skizziert. Ein wesentlicher Treiber der globalen Energienachfrage ist die Weltbevölkerung, die im Jahr 2011 die Anzahl von 7 Mrd. Menschen überschritten hat. Bis zum Jahr 2030 wird ein Anstieg der Weltbevölkerung auf ca. 8,5 Mrd. Menschen prognostiziert.¹ Mit dem Anstieg der weltweiten Bevölkerung und dem steigenden Energiebedarf pro Einwohner, insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländer, wird von einem weiteren Wachstum des globalen Energiebedarfs ausgegangen. Die internationale Energieagentur rechnet im World Energy Outlook mit einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs von rund 42% bis zum Jahr 2030, wobei der Anteil der fossilen Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) an der Primärenergie mit rund 80% in der

¹ United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, 2011.

Referenzentwicklung nahezu konstant bleibt.² Damit einhergehend steigen die erwarteten weltweiten CO₂-Emissionen um knapp 40%. Vor dem Hintergrund begrenzter Energievorräte und dem politischen Wunsch den globalen CO₂-Ausstoß zu verringern, besteht damit die globale Herausforderung eine sichere, finanzierbare und emissionsarme Versorgung mit Energie bereitzustellen.

Um vor den skizzierten Entwicklungen unter anderem zu einer nachhaltigen Entwicklung beizutragen und um die Chancen von Beschäftigungsmöglichkeiten auf lokaler Ebene (auch durch Exportmöglichkeiten) zu schaffen, hat sich die europäische Union erstmals im Jahr 2001 verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromversorgung für das Jahr 2010 gesetzt.³ Die Richtlinie 2009/28/EG⁴ setzt die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien fort, wobei im Gegensatz zur Richtlinie aus dem Jahr 2001 die Ziele für das Jahr 2020 bezogen auf den Endenergieverbrauch (und nicht nur auf den Stromsektor) vorgegeben sind. Für Deutschland ist in der Richtlinie das Ziel 18% für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Jahr 2020 gesetzt, wobei im Jahr 2011 bereits 12,5% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt wurden.⁵

Vor diesem globalen und europäischen Kontext sind die Entwicklungen und Herausforderungen der deutschen Energiewirtschaft zu sehen. Bereits vor der Katastrophe in Fukushima hat sich die Bundesregierung Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt, die dann im Zuge der Diskussionen zur Energiewende verschärft wurden und stärker in die öffentliche Wahrnehmung gerückt sind. Bis 2020 sollen 35%, bis 2030 50% und bis 2050 80% des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen.⁶ Die Ziele verdeutlichen, dass

² Bezogen auf das Current Policies Scenario, International Energy Agency, 2011.

³ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (Abl. EG Nr. L 283 vom 27.10.2001, S. 22).

⁴ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Abl. EG Nr. L 140 vom 05.06.2009, S. 16).

⁵ BMU 2012.

⁶ BMU 2010b.

erneuerbare Energien in 2011 mit einem Beitrag von knapp über 20% in der Stromerzeugung von einem heute eher kleineren Anteil zukünftig auf einen Beitrag mit Hauptverantwortung für die Elektrizitätsversorgung anwachsen sollen. Dies wird eine bessere Integration von erneuerbaren Energien in den deutschen Strommarkt erfordern. Bedingt durch den erwarteten Anstieg der EEG-Umlage und die kritischen Netzsituationen im Februar 2012⁷ sind in den letzten Monaten die Ausbauziele und das Erneuerbare-Energien-Gesetz stärker in die öffentliche Diskussion gerückt. Nachdem in den letzten Jahren der Schwerpunkt des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks eher auf den Themen Umwelt- und Klimaschutz lag (vgl. auch Abb. 1), gewinnen unter den aktuellen Entwicklungen die Wirtschaftlichkeit und die Versorgungssicherheit wieder zunehmend an Bedeutung.

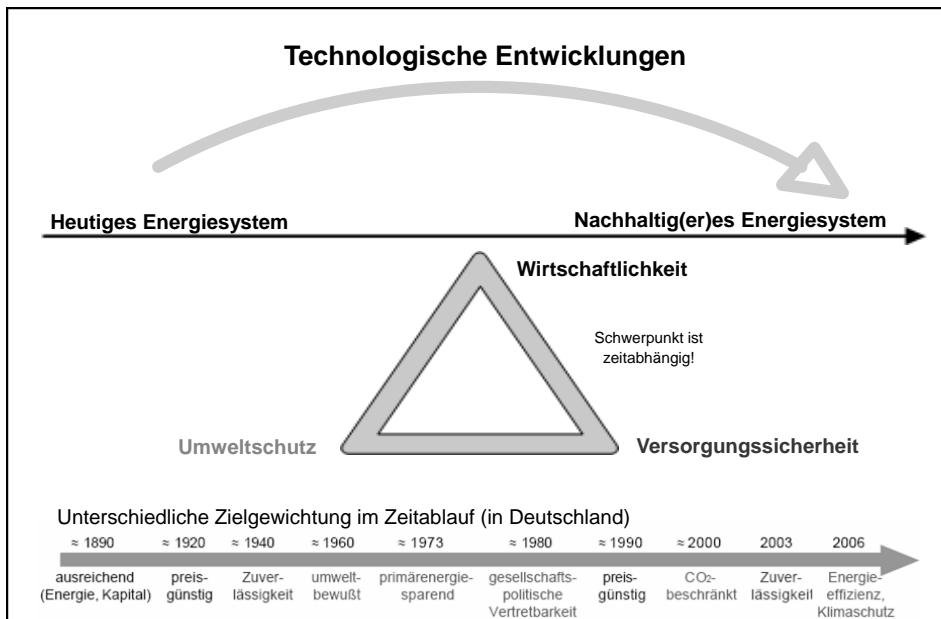


Abb. 1: Vom heutigen Energiesystem zu einem nachhaltigeren unter Berücksichtigung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks

Sofern Energie aus erneuerbaren Quellen, wie durch die Ziele formuliert, den Hauptbeitrag der Elektrizitätsversorgung leisten sollen, müssen auch diese beiden Herausforderungen in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten durch erneuerbare Energien gemeistert werden. Dieser

⁷ Bundesnetzagentur 2012c.

Beitrag zeigt deshalb im Folgenden die Entwicklungen und Herausforderungen bei den EEG-Umlagekosten und der Versorgungssicherheit in der deutschen Energiewirtschaft aus einer unabhängigen Perspektive auf. Damit soll eine Grundlage zu einer offenen, ideologiefreien, faktenbasierten und lösungsorientierten Debatte zur weiteren Entwicklung erneuerbarer Energien geschaffen werden.

2. Herausforderung EEG-Umlagekosten

Mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – in der Kurzform: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)⁸ – hat der deutsche Gesetzgeber ein umfangreiches Förderinstrument geschaffen, welches nicht nur auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland abzielt⁹, sondern auch die Weiterentwicklung der Technologien beabsichtigt.¹⁰

Die wesentlichen Förderelemente für erneuerbaren Energien innerhalb des EEG erstrecken sich auf einen Netzanschluss¹¹- und Einspeisevorrang¹² sowie auf feste Vergütungssätze für eingespeisten Strom, die der EEG-Anlagenbetreiber direkt vom Netzbetreiber erhält.¹³ Ein grundlegender Bestandteil des EEG ist die nach Technologien gestaffelte Vergütung. Die Höhe ist abhängig vom jeweiligen Termin der Inbetriebnahme, da die gesetzlich festgelegte Vergütung einer Degression unterliegt. Der Gesetzgeber garantiert die entsprechende Zahlung für 20 Jahre.

⁸ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 geändert worden ist (BGBl. I S. 1754).

⁹ Bis 2020 auf 35 Prozent der Stromversorgung, gem. § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG.

¹⁰ Vgl. § 1 Abs. 1 EEG.

¹¹ §§ 5-7 EEG.

¹² Gemäß § 8 EEG, insofern dies i.S.d. § 11 Abs. 1 Nr. 1 EEG keine Netzengpässe zur Folge hat und die Einspeisung dazu führt, dass die Sicherheit des Energieversorgungssystems gem. § 11 Abs. 1 Nr. 2 EEG gewährleistet werden kann.

¹³ Alternativ kann ein Anlagenbetreiber auch den Weg der Direktvermarktung wählen und erhält dafür entweder eine Marktprämie gem. § 33g EEG oder kann dadurch eine Verringerung der EEG-Umlage für ein Elektrizitätsunternehmen nach § 39 EEG bewirken.

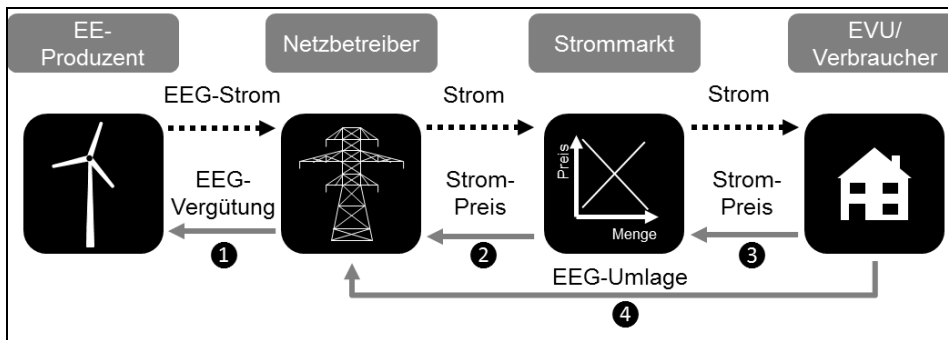


Abb. 2: Vereinfachte Darstellung der Strom- und Zahlungsströme im EEG

Die Funktionsweise des EEG-Fördermechanismus ist vereinfacht in Abb. 2 dargestellt. Die eingespeisten und fest vergüteten Mengen (1) an Strom aus erneuerbaren Energien werden gemäß § 2 AusglMechV¹⁴ durch die Übertragungsnetzbetreiber am Spotmarkt vermarktet (2). Die daraus folgende Differenz aus gezahlter EEG-Vergütung und erzielten Preisen am Spotmarkt – auch als EEG-Differenzkosten bezeichnet – sowie die mit der Vermarktung verbundenen Kosten werden im Rahmen der EEG-Umlage auf die Letztverbraucher umgewälzt (4).¹⁵ Die Verbraucher zahlen somit sowohl den Preis für den Strombezug (3) als auch eine Kompensation für die Mehrkosten durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Form der EEG-Umlage. Stromintensive Industrieunternehmen sind hingegen weitgehend von der EEG-Umlage befreit¹⁶, um die Konkurrenzfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland zu schützen.¹⁷

Das EEG hat durch den dargestellten Fördermechanismus zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien im letzten Jahrzehnt geführt (siehe Abb. 3). So wurde der EEG-Anlagenbestand von 2000 bis 2011 auf insgesamt rd. 56 GW Anlagenleistung nahezu verzehnfacht. Bis zum Jahr 2004 wurden fast ausschließlich Windkraftanlagen zugebaut, die bis dahin rd. 77% des EEG-Anlagenbestands ausmachten. Seit 2005 hat Photovoltaik zunehmend an Bedeutung gewonnen. Damit liegt in 2011

¹⁴ Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.

¹⁵ § 37 Abs. 2 EEG.

¹⁶ § 40 ff. EEG.

¹⁷ Vgl. BMU 2011, S. 2.

die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen mit 24,2 GW in der gleichen Größenordnung wie die installierte Leistung von Windkraft-Anlagen mit 24,9 GW (43% bzw. 44% des EEG-Anlagenbestands im Jahr 2011). Die umfangreiche Förderung und der damit induzierte Anlagenzubau im Rahmen des EEG haben so dazu beigetragen, dass EE-Anlagen bereits heute einen Anteil von rd. 20% zur Deckung des Brutto-Inlandstromverbrauchs in Deutschland leisten.¹⁸

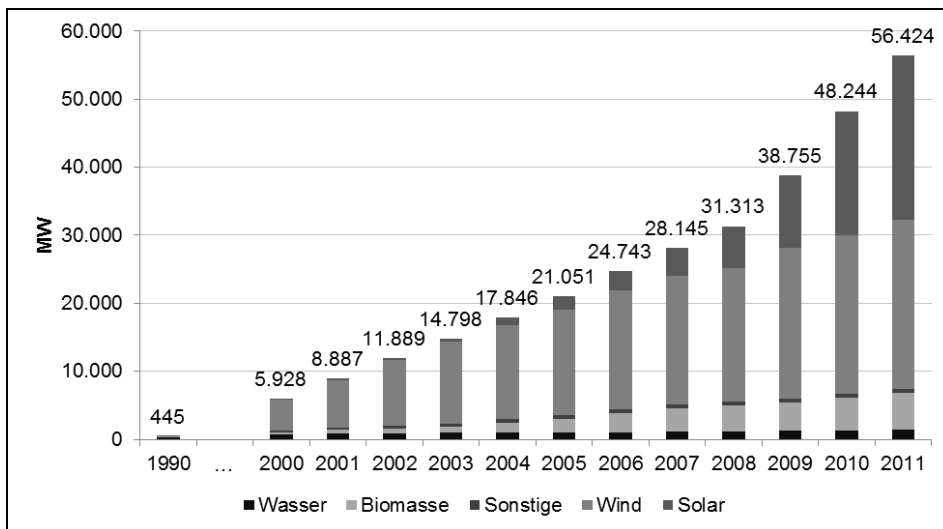


Abb. 3: Entwicklung der installierten Leistung von EEG-Anlagen¹⁹

Durch den Ausbau sind die damit verbundenen Kosten für den Verbraucher in Form der EEG-Umlage seit 2000 von 0,20 Ct/kWh auf 3,59 Ct/kWh in 2012 gestiegen (siehe Abb. 6). Dies entspricht heute einem Anteil von rd. 17% am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis.²⁰ Die Ausweisung der EEG-Umlage auf der Stromrechnung hat dazu geführt²¹, dass diese das für die Verbraucher unmittelbar sichtbare Kostenelement der Energiewende darstellt. Aufgrund dieser Sichtbarkeit gilt zu befürchten, dass ein unkontrollierter Kostenanstieg zu Akzeptanzproblemen für das Gesamtprojekt Energiewende führen kann. Ursache

¹⁸ BDEW 2011, S. 10.

¹⁹ Eigene Darstellung, Daten: 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/ Tennet TSO GmbH 2012.

²⁰ Der Bruttohaushaltsstrompreis für einen 3-Personen-Haushalt beträgt rd. 25,74 Ct/kWh, BDEW 2012, S. 6.

²¹ Gem. § 53 EEG.

für den deutlichen Anstieg der EEG-Umlage in den vergangenen Jahren ist insbesondere der überproportionale Ausbau der Photovoltaik-Anlagen, die aufgrund ihrer hohen Stromgestehungskosten die höchsten Vergütungssätze unter den erneuerbaren Energieträgern erhalten. Veranschaulicht wird dies durch die in Abb. 4 dargestellten EEG-Differenzkosten.

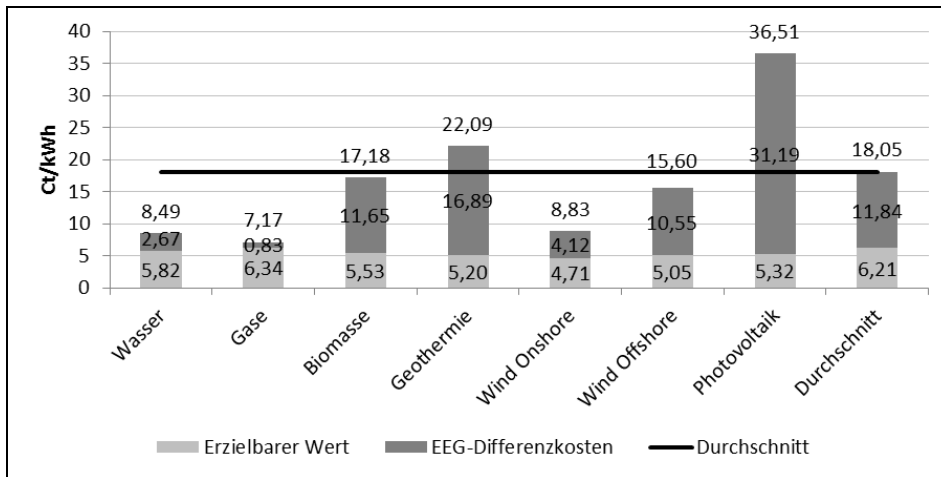


Abb. 4: EEG-Vergütung und EEG-Differenzkosten nach Energieträgern in 2012²²

Im Jahr 2012 erhalten die Photovoltaikanlagen für jede erzeugte Kilowattstunde Strom im Durchschnitt eine EEG-Vergütung von rd. 36,51 Ct. Der Strom kann durch den Netzbetreiber für rd. 5,32 Ct/kWh am Spotmarkt veräußert werden. Somit muss der Verbraucher für eine erzeugte Kilowattstunde Strom aus Photovoltaik rd. 31,19 Ct an zusätzlicher Förderung tragen (EEG-Differenzkosten). Im Vergleich dazu betragen die EEG-Differenzkosten im Durchschnitt für alle Energieträger lediglich 11,84 Ct/kWh. Im Jahr 2007 – mit geringem Photovoltaik-Anteil – betragen die EEG-Differenzkosten sogar nur 6,87 Ct/kWh.²³ Neben dem Ausbau von Photovoltaik und anderen EE-Anlagen haben sinkende Strompreise am Spotmarkt zu einer Erhöhung der EEG-Umlage geführt. Diese wurden zum Teil durch den Ausbau der erneuerbaren Energien selbst verursacht. So führt der Ausbau erneuerbarer Energien

²² Eigene Darstellung, Daten: BDEW 2011, S. 31.

²³ BDEW 2011, S. 31.

sowie der damit verbundene Merit-Order-Effekt²⁴ am Spotmarkt, zu sinkenden Strompreisen, woraus eine Erhöhung der EEG-Differenzkosten und somit der EEG-Umlage resultiert. Aufgrund des angestrebten Ausbaus der erneuerbaren Energien ist weiter mit einem Anstieg der EEG-Umlage in den kommenden Jahren zu rechnen. Allein durch den absehbaren Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen kommen bis 2020 zusätzlich höheren EEG-Umlagekosten von insgesamt rd. 1,76 Ct/kWh auf die Verbraucher zu (siehe Abb. 5), zusätzlich zu den für 2013 ausgewiesenen 5,277 Cent/kWh.

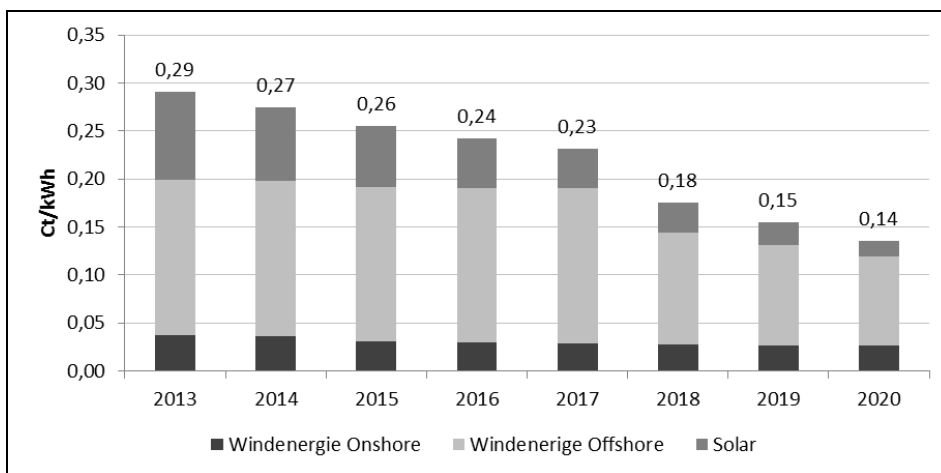


Abb. 5: Jährliche Erhöhung der EEG-Umlage durch Anlagen-Zubau²⁵

Demgegenüber stehen die Verringerungen der Umlagekosten durch das Auslaufen von Bestandsanlagen aus der EEG-Förderung. Da die meisten Anlagen jedoch 20 Jahre lang garantierte Vergütungssätze erhalten, ist bei stabilen Strompreisen ein Rückgang frühestens nach 2020 zu erwarten.²⁶ In den vergangenen Jahren wurde der aktuelle Anstieg der EEG-Umlage in diversen Studien deutlich unterschätzt (siehe Traber/ Kempf/ Diekmann 2011, BMU 2010a, TU Berlin 2011 in Abb. 6), was in der Folge zu dem falschen Versprechen eines dauerhaften Höchstwertes für die EEG-Umlage in Höhe 3,5 Ct/kWh durch die

²⁴ Bei Wind- oder PV-Einspeisung verschiebt sich die Merit-Order-Kurve nach rechts und der Strompreis sinkt. Dies wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet.

²⁵ Eigene Berechnungen auf Basis der Ausbauplanung im Leitszenarios des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2013, Bundesnetzagentur 2012a, S. 11.

²⁶ Vgl. Leipziger Institut für Energie GmbH 2012, S. 17 ff.

Politik²⁷ und somit auch zu falschen Erwartungen in der Bevölkerung hinsichtlich der Kosten der Energiewende geführt hat.

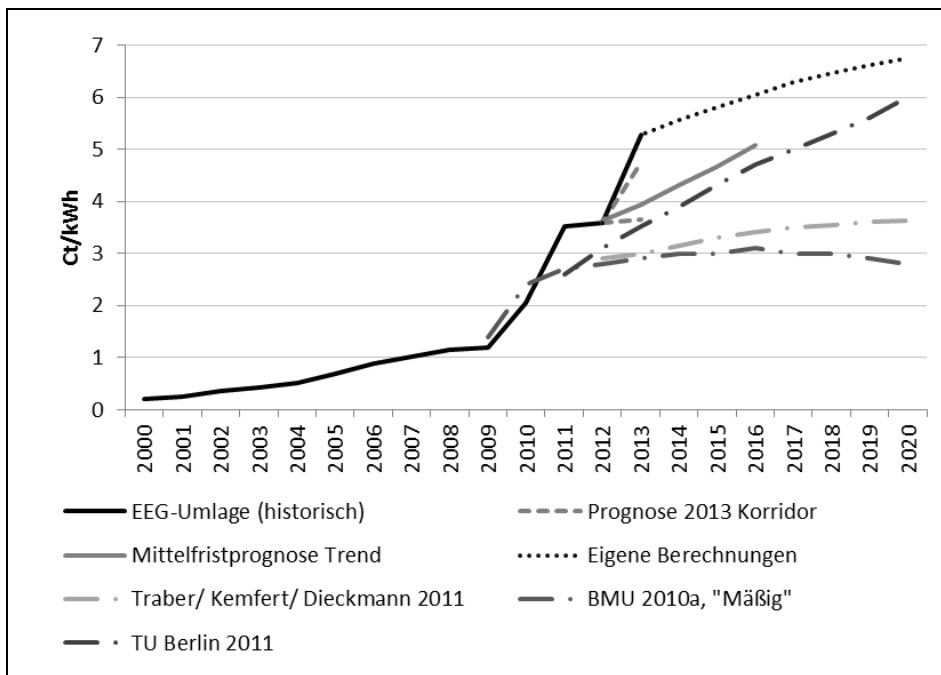


Abb. 6: Historische und prognostizierte Entwicklung der EEG-Umlage²⁸

Im Jahr 2013 wird die EEG-Umlage nun um nahezu 50% auf 5,277 Ct/kWh steigen²⁹ und liegt damit signifikant über dem Korridor der Kurzfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber, die ein Anstieg der EEG-Umlage auf einen Wert zwischen 3,66 und 4,74 Ct/kWh für 2013 prognostiziert hatten³⁰ und dem von der Politik in Aussicht gestellten Höchstwert von 3,5 Ct/kWh. In den nächsten Jahren kann daher mit

²⁷ Vgl. Bundesregierung 2011, BMWi 2012, S.8.

²⁸ Eigene Darstellung in Anlehnung an Karlsruher Institut für Technologie 2012, S. 151; Daten Prognose 2013: 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/ Tennet TSO GmbH 2011, Mittelfristprognose Trend: Eigene Berechnungen auf Basis der Kosten Trendszenario der Mittelfristprognose, Leipziger Institut für Energie 2011, S. 97 ff.

²⁹ Vgl. 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/ Tennet TSO GmbH 2012.

³⁰ 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/ Tennet TSO GmbH 2011.

einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage auf über 6 Ct/kWh gerechnet werden.³¹

Um weitere unvorhergesehene Kostensteigerungen der EEG-Umlage zu verhindern, hat der Gesetzgeber bereits Maßnahmen zur Begrenzung des Ausbaus von Photovoltaik-Anlagen getroffen. Zum einen wurden deutliche Reduktionen der Einspeisevergütungen für Photovoltaik beschlossen, zum anderen wurde durch den so genannten „Atmenden Deckel“ eine zubauabhängige Steuerung der Fördersätze in das EEG integriert. Damit hängt die Höhe der monatlichen Degression (bzw. des Anstiegs) der Vergütungssätze für Photovoltaik von der Höhe des Zubaus in den vorausgegangenen Monaten ab (siehe Abb. 7).

Darüber hinaus wurde eine maximale Obergrenze für den Zubau von Photovoltaikanlagen in Höhe von 52.000 MW festgelegt, ab der keine Einspeisevergütungen mehr für Neuanlagen gezahlt werden.³² Die oben beschriebenen Erhöhungen der EEG-Umlage werden durch diese Maßnahme allerdings nicht aufgefangen, sondern lediglich nach oben begrenzt.³³

Rückblickend wurden insbesondere die Ausbauraten bei Photovoltaik unterschätzt und könnten eventuell auch zukünftig aus folgendem Grund unterschätzt werden: In der jetzigen Diskussion über die Kürzung der Fördersätze von Photovoltaik und den Technologiemix ist zu beachten, dass die sinkenden Stromgestehungskosten bei Photovoltaikanlagen bereits einen zunehmenden Anreiz bieten bei geeigneten Standorten den bereits „teureren“ Strombezug teilweise zu ersetzen. Je nach nutzbarem Eigenanteil wird sich eine Anlage auch ohne Förderung lohnen. Nicht zu unterschätzen ist dabei die Anreizwirkung für die Nutzung von dezentralen Speichertechnologien, da einerseits die Preisdifferenz von dann zukünftig nicht mehr vergütetem PV-Strom zu externem

³¹ Eigene Berechnungen auf Basis der Ausbauprognosen im Netzentwicklungsplan (Trendszenario) für Wind und Solarenergie, Bundesnetzagentur 2012a sowie unter der Annahme von Strompreisen in Höhe von rd. 50 €/MWh (Base) und der Annahme, dass keine einschneidenden Änderungen am prinzipiellen EEG-Mechanismus vorgenommen werden.

³² Gem. § 20b Abs. 9a.

³³ Die Wirkungsweise wurde bereits bei den Berechnungen berücksichtigt.

Strombezug maßgebend ist.³⁴ Andererseits ist in vielen Fällen der Wunsch förderlich sich damit unabhängiger vom Stromanbieter machen zu können in Kombination mit der Bereitschaft zusätzliche Kosten für die „grüne Eigenversorgung“ in Kauf zu nehmen. Eine weitere Abnahme der Stromgestehungskosten bei Photovoltaikanlagen und zunehmend attraktivere dezentrale Speicherlösungen werden diesen Trend in Zukunft stärker treiben. Mit steigender dezentraler Eigenerzeugung wird der Strombezug aus dem Netz abnehmen. Dezentrale Eigenversorger mit Netzanschluss entziehen sich damit stärker den im Arbeitspreis enthaltenen Netznutzungsentgelten, so dass auch hier entsprechende Anpassungen diskutiert werden müssen.

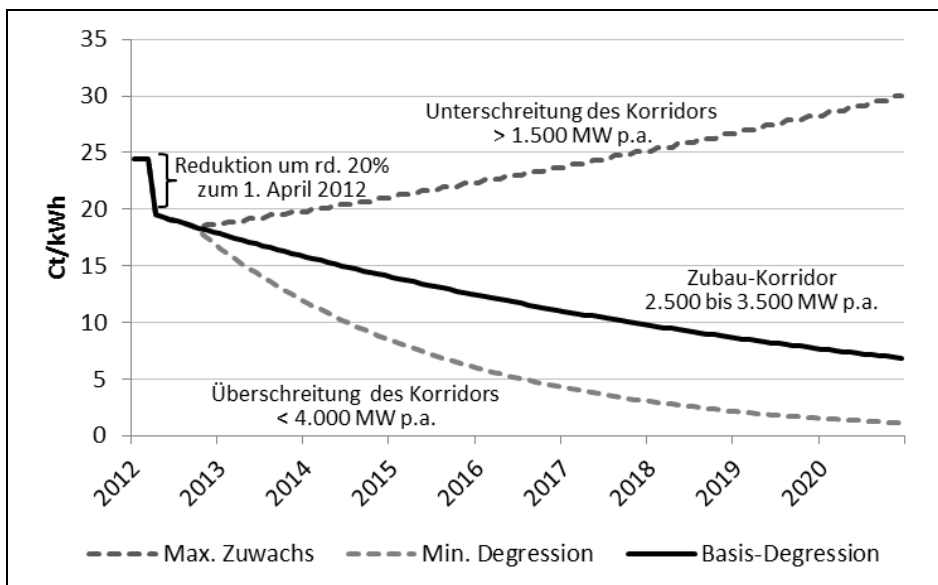


Abb. 7: Wirkung des atmenden Deckels auf die Photovoltaik-Vergütung für neuinstallierte Anlagen bis 10 kW³⁵

Festzuhalten bleibt, dass im Gegensatz zum EnWG³⁶ das EEG nicht das Ziel einer sicheren und preisgünstigen Energieversorgung verfolgt³⁷,

³⁴ Diese Preisdifferenz ist bei dezentraler Eigennutzung mehr als doppelt (teilweise dreimal) so hoch wie die für zentrale Speicheranlagen relevanten Preisdifferenzen an der Strombörse.

³⁵ Eigene Darstellung, Daten auf Basis der §§ 20a-20b EEG.

sondern es wird vielmehr die Weiterentwicklung der verschiedenen Technologien angestrebt³⁸. Dies muss zumindest aus heutiger Sicht nicht zwingend preisgünstig sein.

In der Folge bestehen im weiteren Sinne zwei prinzipielle Optionen, um sich der Herausforderung der zukünftigen EEG-Umlagekosten zu stellen:

Für den Fall, dass auf die möglichst breite Entwicklung verschiedener Technologien verzichtet werden soll und insbesondere Fehlallokationen vermieden werden sollen, kann ein Quotenmodell, welches bspw. im Rahmen eines grünen Zertifikatehandelsystems Elektrizitätsunternehmen zur Bereitstellung von festgelegten EE-Anteilen verpflichtet, zur kosteneffizienten Steuerung der Energiewende beitragen und auch im europäischen Kontext als harmonisiertes Steuerungsinstrument eingesetzt werden.³⁹

Falls in Zukunft die breite Entwicklung verschiedener Technologien aus wichtigen Gründen – wie bspw. die Förderung von Innovationen, die Weiterentwicklung von Technologieführerschaften für unterschiedliche EE-Technologien, die Schaffung von inländischen Arbeitsplätzen, die Nutzung von Portfolio-Effekten⁴⁰ oder die Verringerung der Marktkonzentration großer Energieversorgungsunternehmen durch den Aufbau von dezentralen Anlagen⁴¹ – beibehalten werden soll, sind andere Lösungskonzepte zur Bewältigung der Herausforderungen durch stark

³⁶ Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist.

³⁷ Vgl. § 1 Abs. 1 EnWG.

³⁸ Vgl. § 1 Abs. 1 EEG.

³⁹ Eine ausführliche Darstellung und Diskussion dieses Instrumentes findet sich bspw. in Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung 2012 und Haucap/ Kühling 2012.

⁴⁰ Unter Portfolio-Effekten wird hier verstanden, dass das Risiko einer volatilen Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Quellen geringer ist, wenn unterschiedliche Ressourcen genutzt werden. Anschaulich zeigt dies das folgende Beispiel: an Tagen mit schlechten Windverhältnissen kann die Sonneneinstrahlung dennoch gut sein (und umgekehrt).

⁴¹ Vgl. Begründung zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, BR-Drucksache 341/11, S. 94 ff.

steigende EEG-Umlagekosten notwendig.⁴² Statt einer rein preisfokussierten Betrachtung ist es daher notwendig, dass die Verbraucher auf mittelfristig höhere Energiekosten⁴³ in der Folge der Energiewende vorbereitet werden⁴⁴. Zudem sollten die in Zukunft erwarteten positiven Effekte – auch auf die Energiepreise – der Energiewende in der Bevölkerung besser kommuniziert werden sowie Anpassungen aufgrund zu hoher Vergütungszahlungen („Überförderungen“) zeitnah vorgenommen werden, um die gesellschaftliche Akzeptanz für das Projekt Energiewende nicht zu gefährden.

Um die erwarteten Mehrkosten der EEG-Umlage im Stromsektor einzuordnen, kann hervorgehoben werden, dass die Preissteigerungen bei Benzin und Diesel in den letzten Jahren zu deutlich höheren Mehrausgaben in den Haushalten geführt haben. Im Gegensatz zum Stromsektor sind im Verkehrssektor (nahezu) keine strukturellen Änderungen hin zu einem regenerativen Versorgungssystem realisiert worden.

3. Herausforderung Versorgungssicherheit

Die deutsche Stromversorgung gilt als sehr zuverlässig. 2011 lag die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres bei 15,31 Minuten.⁴⁵ Da dieser Wert in der Vergangenheit gesenkt werden konnte und im europäischen Vergleich niedrig ist, stuft das BMWi die Versorgungssicherheit in Deutschland derzeit als sehr hoch ein.⁴⁶ Seit dem beschlossenen Kernenergieausstieg wird jedoch zunehmend diskutiert, ob in Zukunft mit Engpässen im Erzeugungsbereich zu rechnen ist. Zur Beurteilung der erzeugungsseitigen

⁴² Prinzipiell wären auch hier Quotenmodelle einsetzbar, die dann allerdings technologieabhängig (und ggf. auch regional abhängig) definiert sein müssten.

⁴³ Dies betrifft neben der EEG-Umlage auch höhere Kosten aufgrund des notwendigen Netzausbaus in Folge des Ausbaus Erneuerbarer Energien.

⁴⁴ Im Gegensatz zur bisherigen Untertreibung der Kosten.

⁴⁵ Vgl. Bundesnetzagentur 2012b.

⁴⁶ Vgl. BMWi 2011, S. 21.

Versorgungssicherheit kann die gesicherte Leistung⁴⁷ eines Versorgungssystems herangezogen werden. Damit die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann, sollte die gesicherte Erzeugungskapazität eines Landes jederzeit die Jahreshöchstlast übersteigen. In den vergangenen Jahren lag die durchschnittliche gesicherte Leistung in Deutschland stets über der Jahreshöchstlast (siehe Abb. 8). Dies zeigt, dass das derzeitige Kraftwerksportfolio in Deutschland über Reservekapazitäten verfügt und die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gegeben war bzw. ist.

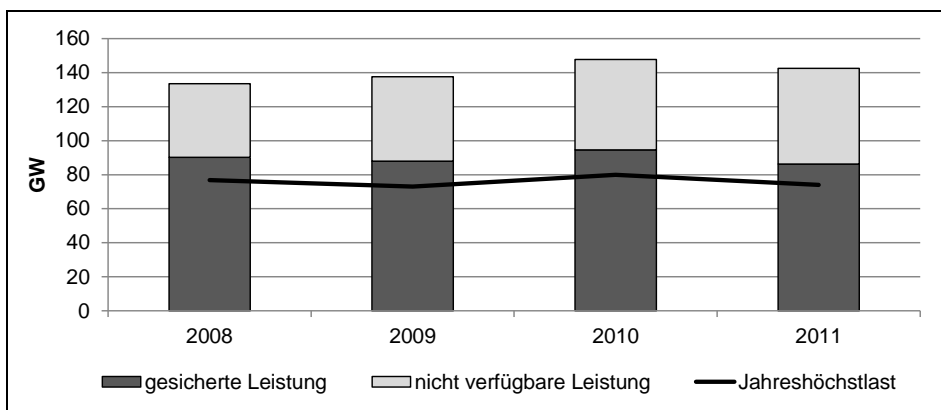


Abb. 8: Leistungsbilanz für Deutschland in den Jahren 2008 bis 2011⁴⁸

Des Weiteren lässt sich anhand Abb. 8 erkennen, dass die gesicherte Leistung im betrachteten Zeitraum nahezu konstant geblieben ist, obwohl die Nettokapazität zunahm. Im Gegensatz dazu stieg die nicht verfügbare Leistung in den vergangenen Jahren stetig an (vgl. Abb. 8). Insbesondere Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen weisen aufgrund ihrer Wetterabhängigkeit eine geringe Verfügbarkeit im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, wie z.B. Steinkohle- oder Kernkraftwerken, auf. Der zunehmende Anteil der nicht verfügbaren Leistung lässt sich maßgeblich auf den steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Kraftwerksportfolio zurückführen. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann innerhalb weniger Stunden stark schwanken (vgl. Abb. 9).

⁴⁷ Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der Nettoleistung des Kraftwerksportfolios abzüglich der nichtverfügbaren Leistung (z.B. aufgrund von geplanten und ungeplanten Ausfällen).

⁴⁸ Eigene Darstellung, Daten: Entsoe 2012.

So variierte die Windeinspeisung in Deutschland im Jahr 2011 zwischen 22.656 MW und 92 MW.⁴⁹ Dies zeigt, dass die zugebauten Kapazitäten nicht jederzeit vollständig zur Lastdeckung zur Verfügung stehen. Um die zu erwartende Einspeisung aus erneuerbaren Energien einschätzen zu können, werden Prognosen mit Hilfe von Wetterdaten erstellt. Jedoch können diese Einspeiseprognosen stark von der tatsächlichen Windeinspeisung abweichen (siehe Abb. 9). Die Prognosefehler erreichen teilweise eine Größenordnung von bis zu 7 GW im Day-Ahead-Markt und müssen im Intraday-Markt oder spätestens mit Hilfe von Regelleistung kurzfristig ausgeglichen werden. In diesem Zusammenhang wird der Bedarf an zuverlässigen Vorhersageinstrumenten (Energiemeteorologie) und an Regelleistung an Bedeutung gewinnen.

Mit dem Anstieg der dargebotsabhängigen Einspeisung wächst das Risiko, dass Angebot und Nachfrage zunehmend auseinander fallen. Um die Fluktuationen ausgleichen und die damit verbundenen Herausforderungen bewerkstelligen zu können, können prinzipiell fünf Möglichkeiten unterschieden werden:

1. Erhöhung der Flexibilität der Fahrweise von konventionellen Kraftwerken (angebotsseitige Flexibilität)
2. Erhöhung der nachfrageseitigen Flexibilität (u.a. Smart Grids und Smart Markets)
3. Ausbau der Übertragungsnetze (Was nicht lokal verbraucht werden kann, wird ggf. in der angrenzenden Region benötigt.)
4. Erweiterung der Elektrizitätsspeicherkapazität (entspricht prinzipiell einer Kombination der 1. und 2. Möglichkeit)
5. Aufheben des Einspeisevorrangs in Zeiten des Überschusses elektrischer Energie

Die gegenwärtige Größenordnung der Fluktuationen kann anhand Abb. 9 veranschaulicht werden. Falls in dem betrachteten Zeitraum Mai 2011 die mittlere Windeinspeisung mit Hilfe von Speichern erreicht werden soll, ist das erforderliche Speichervolumen in der Abbildung hell markiert dargestellt. Dem Gegenüber gestellt ist das derzeit verfügbare Speichervolumen in Deutschland als dunkelgrauer Bereich. Deutschland verfügt derzeit über rd. 40 GWh⁵⁰ an nutzbarem Pumpspeichervolumen.

⁴⁹ Vgl. Schiffer 2011.

⁵⁰ SRU 2009, S.59.

Der erforderliche Speicherbedarf, um eine mittlere Windeinspeisung zu ermöglichen, ist jedoch signifikant höher. Das Beispiel zeigt anschaulich, dass nur ein Bruchteil der Fluktuationen aus erneuerbaren Quellen mit Hilfe von derzeit verfügbaren Speicherkapazitäten ausgeglichen werden kann.

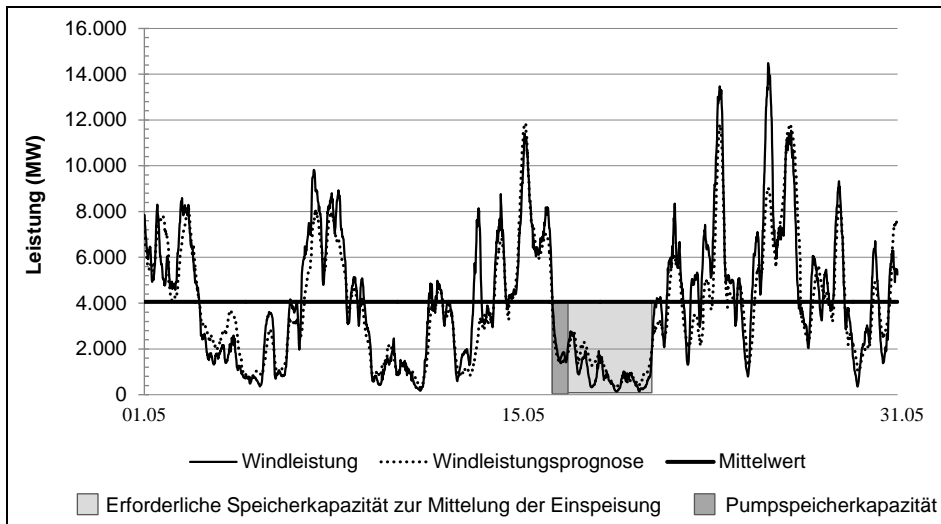


Abb. 9: Windeinspeisung und -prognose in Deutschland im Mai 2011⁵¹

Auch wenn in Zukunft nur ein Teil der Fluktuationen mit Hilfe von Energiespeichern ausgeglichen werden kann, wird der Bedarf an zusätzlichen Speichern mit dem Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbaren Quellen steigen und diese Technologien zunehmend an Bedeutung gewinnen.⁵² Derzeit ist es jedoch fraglich, ob überhaupt Investitionen in neue Speicherkraftwerke in größerem Umfang getätigt werden. In den letzten Jahren haben Grundlastpreise tendenziell zugenommen. Dies ist einerseits auf den Ausstieg der Kernenergie in Deutschland zurückzuführen, da damit günstige Grundlastkapazität aus dem Markt genommen wird. Andererseits sind die Grenzkosten von Braun- und Steinkohlekraftwerken in Europa durch den CO₂-Emissionshandel und den Anstieg der Kohlepreise gestiegen. Zudem sind durch die Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Spitzenlastpreise gesunken. Hierbei sind zwei Effekte beobachtbar: eine hohe Korrelation

⁵¹ Gunkel et al. 2011, S. 541.

⁵² Vgl. hierzu u.a. Dena 2010a oder Popp 2010.

zwischen Spitzenlast (zur Mittagszeit) und Photovoltaikeinspeisung reduziert die Spitzenlast in den Mittagsstunden und damit auch die Preise in dieser Zeit. Zudem ist der sogenannte Merit-Order-Effekt lastabhängig. D.h. je höher die Last ist, desto höher ist die durchschnittliche Preisreduktion bezogen auf die Einspeisung aus erneuerbarer Energien. Dies lässt sich durch den Verlauf der Merit-Order-Kurve (mit stärkerem Gradienten bei höheren Lasten) begründen. Damit sinken die Spitzenlastpreise automatisch stärker als die Grundlastpreise bei jeweils gleicher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Beide Effekte, der Anstieg der Grundlastpreise und die Reduzierung der Spitzenlastpreise, reduzieren gegenwärtig die für den wirtschaftlichen Betrieb notwendige Preisspanne von Speicherkraftwerken (vgl. Abb. 10).⁵³ Vor diesem Hintergrund werden Speichervorhaben von Entscheidungsträgern in der Energiewirtschaft aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit gegenwärtig stark hinterfragt.

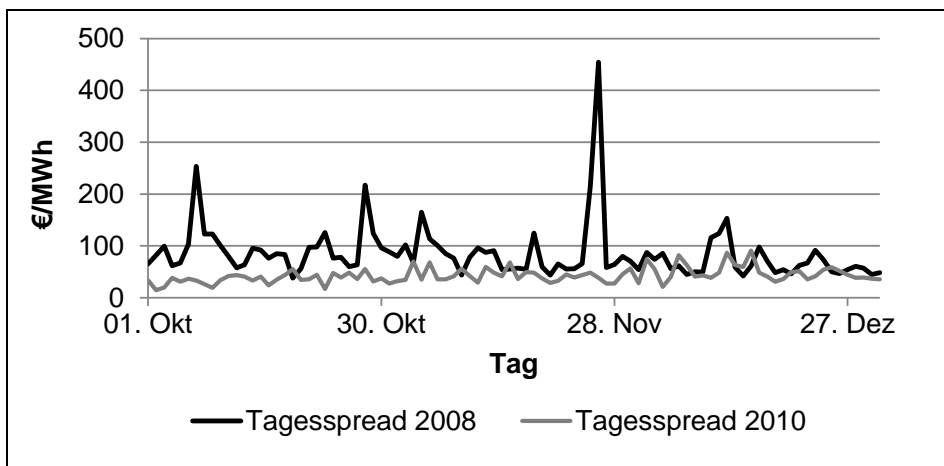


Abb. 10: Tägliche Strompreisdifferenzen im Vergleich⁵⁴

Langfristig wird voraussichtlich die Preisdifferenz aufgrund des steigenden Anteils an fluktuierender Einspeisung jedoch wieder zunehmen. Ebenso ist zu erwarten, dass in Zukunft verstärkt Preise nahe null bzw. auch negative Preise auftreten, weil mit weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien die überschüssige EE-Einspeisung zunehmen

⁵³ Vgl. Flütsch 2012.

⁵⁴ Differenz zwischen minimalem und maximalem Tagespreis auf Basis von EEX-Daten.

wird. Folglich kann der steigende Anteil an erneuerbaren Energien langfristig zu einer neuen Preischarakteristika im Strommarkt führen, die weniger durch die Last, d.h. Tages- und saisonale Schwankungen charakterisiert ist, sondern durch das fluktuierende Einspeiseverhalten der erneuerbaren Energien bestimmt wird.⁵⁵ Wenn die Preisdifferenzen in Zukunft wieder zunehmen sollten, würde dies die Rentabilität von Speicherkraftwerken verbessern.

Neben der Möglichkeit der Speicherung können auch konventionelle Backup-Kapazitäten dazu beitragen, um eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wie in Abb. 8 dargestellt wird in den kommenden Jahren der Anteil an ungesicherter Leistung in Deutschland weiter zunehmen. Allerdings werden in den kommenden Jahren zunehmend konventionelle Kraftwerke vom Netz gehen, da diese ihre technische Nutzungsdauer erreicht haben. Wenn die wegfallenden Kapazitäten nicht durch neue Anlagen ersetzt werden, sinkt zukünftig die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken. Ein Teil der gesicherten Leistung wird dadurch weg fallen, der durch den starken Zubau an erneuerbaren Energien nur teilweise kompensiert werden kann. Abb. 11 verdeutlicht, dass bei diesen Entwicklungen, die gesicherte Leistung die Jahresspitzenlast mittelfristig unterschreiten wird, woraus in gewissen Situationen Versorgungsengpässe resultieren könnten. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Verzögerungen beim Bau neuer Kraftwerkskapazitäten davor gewarnt, dass „Stilllegungen weiterer konventioneller Kraftwerke derzeit nicht vertretbar“⁵⁶ sind.

⁵⁵ Vgl. Woll/ Weber 2011, S. 99.

⁵⁶ Bundesnetzagentur 2012c, S. 10.

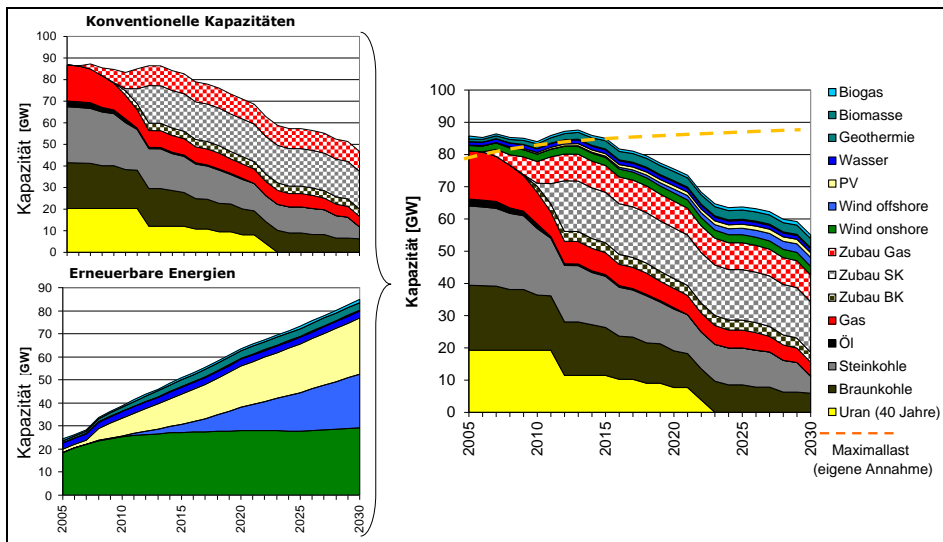


Abb. 11: Entwicklung der installierten und durchschnittlich gesicherten Leistung in Deutschland bis 2030⁵⁷

Zusätzliche konventionelle Erzeugungskapazitäten werden daher benötigt, um die Versorgungssicherheit in Deutschland in den nächsten Jahren weiter zu gewährleisten.⁵⁸ Allerdings sind unter den gegenwärtigen Marktpreisen Neubauvorhaben (meist) nicht wirtschaftlich. Aus diesem Grund werden Investitionsentscheidungen derzeit tendenziell zurück gestellt.⁵⁹ Neben der heutigen ist die künftig zu erwartende Marktsituation ausschlaggebend für eine Investition. Diese wird insbesondere durch die Entwicklung der Nachfrage und der Kraftwerksparkstruktur bestimmt. Im Hinblick auf die Ausbauziele der

⁵⁷ Eigene Darstellung, Daten: BDEW, BMU Leitstudie 2030; Zur Berechnung der durchschnittlichen gesicherten Leistung (rechts im Diagramm) ist die jeweilige Kraftwerkskapazität auf der linken Seite des Diagramms mit folgenden Verfügbarkeitsfaktoren je Anlagentyp multipliziert: Kernenergie 95%, fossile Kraftwerke 90%, Wasserkraft 40%, Biogas 90%, Biomasse 85%, Wind onshore 9%, Wind offshore 12%, Photovoltaik 6% und Geothermie 90%. Diese Berechnung ist stark vereinfachend und kann keinesfalls eine detaillierte Modellanalyse ersetzen. Nichtsdestotrotz eignet sich diese einfache Berechnung zur Darstellung der prinzipiellen Problematik.

⁵⁸ Vgl. hierzu u.a. BMWi 2011 und Dena 2010b.

⁵⁹ Vgl. hierzu u.a. Energate 2012a, Energate 2012b und Weise/ de Wyl/ Thies 2011.

Bundesregierung⁶⁰ werden zukünftig flexible Kraftwerke benötigt. Allerdings werden die Volllaststunden von konventionellen Kraftwerken in Zukunft aufgrund der Zunahme von Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Quellen tendenziell abnehmen, so dass in den restlichen Stunden prinzipiell höhere Strompreise notwendig wären, um die sinkende Auslastung zu kompensieren. Da gegenwärtig die Strompreise nicht ausreichen, um Neubaubauten anzureizen, wird die Einführung von zusätzlichen Vergütungen, angepassten Marktdesigns, bspw. in Form von Kapazitätsmärkten, und gezielte Ausschreibungen für ausgewählte Kraftwerksstandorte diskutiert. Solche Eingriffe in den Markt sollten allerdings gut überlegt und erforscht sein, denn allein die Ankündigung oder die Möglichkeit eines solchen Markteingriffs, könnte dazu führen, dass bereits geplante Kraftwerksprojekte zurück gestellt werden. Dies gilt analog für die Diskussion von Prämien für Speicherkraftwerke. Denn allein die Aussicht auf solche Zahlungen führt dazu, dass niemand darauf verzichten möchte und entsprechende Vorhaben zurückstellt. Hinzu kommen zwei wichtige Effekte:

1. Durch die mit solchen Maßnahmen zusätzlich in den Markt gebrachten Kapazitäten gehen die Marktanreize in Form der Knappheitssignale verloren.

2. Durch das Eingreifen des Staates, entsteht ein Vertrauen, dass dieser auch in Zukunft in kritischen Situationen die Verantwortung übernimmt. Durch dieses Vorgehen werden (ungewollt) Risiken auf den Staat übertragen.

Gegenwärtig besteht somit das Problem, dass das Vertrauen in den Strommarkt, ausreichend Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, (zumindest teilweise) verloren ist. Die Befürchtung eines drohenden Versorgungsausfalls begünstigt somit vorzeitige Markteingriffe. Diese verhindern den Nachweis, dass Marktpreise gegebenenfalls doch entsprechende Knappheitssignale zeigen könnten. In diesem Feld besteht noch weiterer Forschungsbedarf, um die Ursachen der fehlenden Anreize zu analysieren und um die Auswirkungen verschiedener Marktdesigns zu erforschen, bevor diese Ursachen mit anderweitigen (und eventuell falschen) Maßnahmen kaschiert werden.

⁶⁰ Das Energiekonzept der Bundesregierung beinhaltet das Ziel, dass der Anteil der Stromerzeugung aus EE am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf 80 % ansteigt (vgl. BMU 2010b).

Wie oben bereits erwähnt, wird ergänzend zu den flexiblen konventionellen Kraftwerken sowie den Speicherkraftwerken das europäische Verbundnetz zum Ausgleich der Fluktuation aus erneuerbare Energien genutzt. Am Beispiel des Regelzonengebiets von 50 Hertz ist sehr gut ersichtlich, dass der Verlauf der physikalischen Stromflüsse ins und aus dem Ausland mit dem Einspeiseverhalten der Windenergieanlagen der Regelzone korrelieren (vgl. Abb. 12).

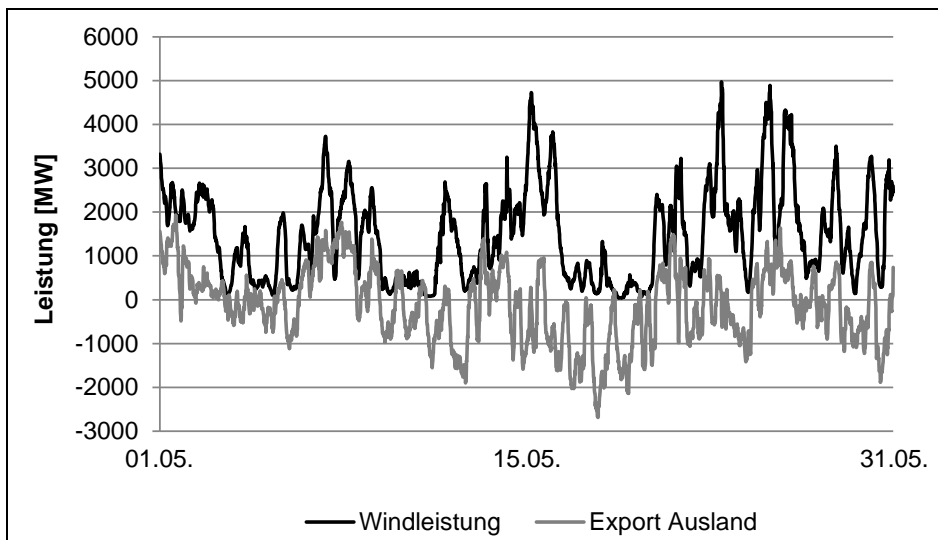


Abb. 12: Windeinspeisung und Stromexport in die Nachbarländer für das Regelzonengebiet von 50 Hertz im Mai 2011⁶¹

In Zeiten hoher Windeinspeisung nimmt der Export entsprechend zu. Folglich werden in diesen Zeiten überschüssige Strommengen in die Nachbarländer verlagert. Dies beeinflusst sowohl den Kraftwerkseinsatz als auch die Netzstabilität der betreffenden Länder. So lange diese von den geringen Strompreisen profitieren, werden sie den starken Import von Strom aus Deutschland akzeptieren. Sobald jedoch die Versorgungssicherheit oder Netzstabilität im jeweiligen Nachbarland gefährdet ist, werden diese den Import von Strom (bedingt durch die hohe EE-Einspeisung) aus Deutschland nicht länger akzeptieren und entsprechende Übertragungskapazitäten begrenzen. Entsprechende Eingriffe wurden bereits an den polnischen und tschechischen Grenzen angekündigt.⁶² Im Gegensatz dazu führt eine geringe Einspeisung aus

⁶¹ Eigene Darstellung, Daten: 50 Hertz Transmission GmbH 2012.

⁶² Strommagazin 2011.

Windenergieanlagen zu einem Anstieg der Stromimporte⁶³ in Deutschland (vgl. Abb. 12). Folglich können Stromimporte genutzt werden, um fehlende erneuerbare Erzeugung teilweise auszugleichen. Insbesondere wenn die gesicherte Leistung in Deutschland zukünftig weiter abnimmt, können etwaige Engpässe durch stärkere Importe, solange die Übertragungskapazitäten nicht voll ausgeschöpft sind, teilweise kompensiert werden. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, sollten langfristig jedoch (zumindest größtenteils) die inländischen Anlagenkapazitäten in der Lage sein, jederzeit die Nachfrage decken zu können.

5. Abschließende Bemerkungen und Ausblick

Gegenwärtig werden in der Presse durch Meldungen zu Strompreisen, dem Ausbau von erneuerbaren Energien und zur Versorgungssicherheit unterschiedlichen Interessen im Hinblick auf die Energiewende kundgetan. Teilweise werden damit eigene Strategien verfolgt, die nicht immer zum Vorteil der Stromverbraucher sind. Es wurden deshalb die Entwicklungen und Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und die Entwicklung der EEG-Umlage aufgezeigt, um damit eine Grundlage zu einer offenen, ideologiefreien, faktenbasierten und lösungsorientierten Debatte zur weiteren Entwicklung erneuerbarer Energien zu schaffen. Grundsätzlich ist an erster Stelle anzumerken, dass die Energiewende kein Projekt ist, welches innerhalb eines Jahres bzw. eines Jahrzehntes abgeschlossen sein wird. Die diversen Herausforderungen werden Zeit benötigen, um gemeistert zu werden. Die Zielsetzung, die bis zum Jahr 2050 und somit bis weit in die Zukunft reicht, verdeutlicht dies. Vor diesem Hintergrund sollten keine überstürzten Lösungen angestoßen werden. In den obigen Abschnitten wurden hierzu die Einführung von Kapazitätsmärkten, gezielte Ausschreibungen an Kraftwerksstandorten sowie die Umstellung auf ein Quotensystem zur Förderung erneuerbarer Energien diskutiert. In allen Fällen besteht weiterhin Forschungsbedarf, um Entscheidungen auf fundierter Basis treffen zu können. Zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien gilt es hierbei politisch zu klären, ob eine breite Entwicklung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Quellen weiterhin

⁶³ Stromimport werden in Abb. 12 durch die negativen Werte dargestellt.

gewünscht ist oder eine Fokussierung auf wenige (günstigere) Technologien bevorzugt wird. Dabei stellt sich zudem die Frage, ob ein bestimmter Anteil Strom aus erneuerbaren Quellen ein eigenständiges politisches Ziel ist, oder ob die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ausschließlich ein Instrument darstellt, um die CO₂-Vermeidungsziele zu erreichen.

Gegenwärtig beschränken sich Diskussionen und Maßnahmen weitestgehend auf den Elektrizitätssektor. Sollte die Energiewende allerdings ernst genommen werden, dürfen die Sektoren Wärme und Verkehr keinesfalls ausgespart werden und auch die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz müssen an Dynamik gewinnen. Im Wärmesektor lassen sich teilweise mit deutlich geringeren Anstrengungen erneuerbare Quellen zur Wärmebereitstellung nutzen und die Energieeffizienz erhöhen. Erste Maßnahmen in diesem Bereich (bspw. EE-Wärme-Gesetz) sind angestoßen bzw. auch Hürden wurden beseitigt (Mieter-Vermieter-Wälzung von Investitionen). Im Verkehrssektor sieht es deutlich schwieriger aus, unter anderem weil die bisher am stärksten genutzte Alternative Biotreibstoffe aufgrund der Teller-Tank-Problematik stark in die Diskussion geraten ist und Elektromobilität aufgrund der Reichweitenproblematik mittelfristig nur einen kleinen Teil der individuellen (erdölbasierten) Mobilität ersetzen kann. Langfristig sollte sich die Energiebereitstellung aus sonnenreichen Regionen weniger an der Konkurrenz zur Elektrizität (Stichwort Desertec) als an der Konkurrenz zum Erdöl orientieren. Die direkte Herstellung von Treibstoffen auf Basis erneuerbarer Energien könnte auch die Problematik der Energiespeicherung entschärfen.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die „Energiewende“ zahlreiche Herausforderungen in den nächsten Jahren bzw. Jahrzehnten bereithalten wird und damit die Energiewirtschaft und –technik weiterhin ein vielfältiges und spannendes Aufgabenspektrum bieten wird.

Literatur:

Gesetzestexte und Gerichtsurteile werden – der juristischen Zitierweise folgend – nachstehend nicht separat aufgeführt. Beide sind über Suchmaschinen leicht auffindbar sowie offline in den Amtsblättern, Gesetzessammlungen und amtlichen (Gerichts-)Entscheidungssammlungen anhand der gegebenen Nachweise unschwer zugänglich.

BDEW (2011): Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken 2011, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/\\$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20%282011%29_23012012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20%282011%29_23012012.pdf) [24.09.2012].

BDEW (2012): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012, [http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/\\$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/0E5D39E2E798737FC1257A09002D8C9C/$file/120525%20BDEW-Strompreisanalyse%202012%20Chartsatz%20gesamt.pdf) [24.09.2012].

BMU (2010a): Leiststudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leiststudie2010_bf.pdf [25.09.2012].

BMU (2010b): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf [20.09.2012].

BMU (2011): Informationen zur Anwendung von § 40 ff. EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2011 einschl. erster Ausblick auf 2012, [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hg_ausgleichsregelung_2011_bf.pdf] [26.09.2012].

BMU (2012): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf [9.10.2012].

- BMWi (2011): Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=377646.html> [14.09.2012].
- BMWi (2012): Die Energiewende in Deutschland – Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050, <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/energiewende-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [26.09.2012].
- Bundesnetzagentur (2012a): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf, http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter_Szenariorahmen_zum_NEP_2013.pdf [24.09.2012].
- Bundesnetzagentur (2012b): Versorgungsqualität - Übersicht SAIDI-Werte Strom 2006 – 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom_Basepage.html [13.09.2012].
- Bundesnetzagentur (2012c): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile [15.10.2012].
- Bundesregierung (2011): Energiewende – die einzelnen Maßnahmen, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energiewende-kabinettt-weitere-informationen.html> [25.09.2012].
- Dena (2010a): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf [14.09.2012].
- Dena (2010b): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf [14.09.2012]

- Energate (2012a): Eon-Kraftwerke werden gebraucht, www.energate.de [20.09.2012].
- Energate (2012b): RWE baut keine Großkraftwerke mehr, www.energate.de [20.09.2012].
- Entsoe - European Network of Transmission System Operator for Electricity (2012): System Adequacy Retrospect, <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-development/adequacy-retrospectives/> [13.09.2012].
- Flütsch, A. (2012): Haben Schweizer Stromkonzerne Milliarden falsch investiert?, <http://www.tagesanzeiger.ch/schweiz/standard/Haben-Schweizer-Stromkonzerne-Milliarden-falsch-investiert/story/11969431> [14.09.2012].
- Gunkel, D./Kunz, F./Möst, D./von Selasinsky, A. (2011): Bewertung von Speicherkraftwerken im liberalisierten Strommarkt, in: Beckmann, M./Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 3, TK Verlag, Neuruppin, S. 539 - 551.
- Haucap, D/ Kühling, J. (2012): Wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten über die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, <http://www.smwa.sachsen.de/set/431/Haucap-Kuehling-final-120905.pdf> [25.09.2012]
- International Energy Agency (2011): World Energy Outlook 2011, Paris.
- Karlsruher Institut für Technologie (2012): Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit, http://www.ostwuerttemberg.ihk.de/downloadcenter/downloads/pdf/umwelt/energiewirtschaft_bw_studie2012.pdf [26.09.2012]
- Leipziger Institut für Energie GmbH (2011): Endbericht - Entwicklung der Preise für Strom und Erdgas in Baden-Württemberg bis 2020, http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/94962/IE_Leipzig_2012_-_Energiepreise_BW.pdf [25.09.2012]
- Leipziger Institut für Energie GmbH (2012): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016, http://www.eeg-kwk.net/de/file/111115_IE-Leipzig_EEG-Mittelfristprognose_bis_2016.pdf [25.09.2012].
- Popp, M. (2010): Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit Erneuerbaren Energien, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg.

- Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, <http://www.insm.de/insm/dms/insm/text/publikationen/studien/RWI-ProjektberichtMarktwirtschaftlicheEnergiewendefinanfinal/RWI-Studie-Marktwirtschaftliche-Energiewendel.pdf> [25.09.2012].
- Schiffer, H.-W.: Fachfestvortrag zum Thema "Quo vadis Energiemarkt?" auf der Jahresmitgliederversammlung des Vereins deutscher Elektrotechniker, Dresden, 2011 <http://www.vde.com/de/regionalorganisation/bezirksvereine/dresden/documents/fachfestvortrag%20quo%20vadis%20-2.ppt> [28.9.12]
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2009): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar, http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/1001596/publicationFile/63817/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.pdf [14.09.2012].
- Strommagazin (2011): Polen plant sperren für deutschen Ökostrom, http://www.strom-magazin.de/strommarkt/polen-plant-sperren-fuer-deutschen-oekostrom_31494.html [28.9.12]
- Traber, T./ Kemfert, C/ Dieckmann, J. (2011): Strompreise: künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien, in: DIW Wochenbericht Nr. 6/2011, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.368303.de/11-6-1.pdf [26.09.2012].
- TU Berlin (2011): Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien, http://www.vbw-bayern.de/agv/downloads/58267@agv/studie_eeg_energie_kosten_110907_final_NGa_2.pdf [26.09.2012].
- United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2011). World Population Prospects: The 2010 Revision, CD-ROM Edition.
- Weise, M./ de Wyl, C./ Thies, C. (2011): Gescheiterte Großkraftwerksprojekte und Verfall der Reservierungsgebühr, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61. Jg., Heft 3, S. 83 ff.
- Woll, O./ Weber, C. (2011): Hybride Ansätze zur Preismodellierung im Kontext von Portfoliomanagement und Kraftwerksbewertung, in: VDI (Hg.): *Optimierung in der Energiewirtschaft (VDI-Berichte 2157)*, Düsseldorf, S. 93 ff.
- 50 Hertz Transmission GmbH (2012): Lastflüsse 2011, <http://www.50hertz.com/de/119.htm> [20.09.2012].

- 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/
Tennet TSO GmbH (2012a): EEG Anlagenstammdaten zum
31.12.2011, [http://www.eeg-
kwk.net/de/file/2011_Anlagenstammdaten-2.zip](http://www.eeg-kwk.net/de/file/2011_Anlagenstammdaten-2.zip) [24.09.2012].
- 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/
Tennet TSO GmbH (2011): Prognose der Bandbreite der EEG-
Umlage 2013 nach AusglMechAV Stand 15.11.2011,
[http://www.eeg-kwk.net/de/file/111115_Veroeffentlichung_EEG-
Umlage-Range_2013.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/111115_Veroeffentlichung_EEG-Umlage-Range_2013.pdf) [24.09.2012].
- 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/
Tennet TSO GmbH (2012): Pressemitteilung: EEG-Umlage beträgt
5,277 Cent pro Kilowattstunde, [http://www.eeg-
kwk.net/de/file/20121015_PM_EEG-Umlage.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/20121015_PM_EEG-Umlage.pdf) [15.10.2012].