

Zukünftige Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive¹

Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel K. J. Schubert, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden

I. 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 Entwicklungsländern, 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 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-Austausch zu verringern, besteht damit die globale Herausforderung, eine sichere, finanzierte 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 Direktive 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 %

¹ Der vorliegende Beitrag ist eine angepasste und aktualisierte Version des im Sammelband "Die deutsche Energiewende nach Fukushima. Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte" im Jahr 2013 im Metropolis-Verlag erschienenen Artikels „Herausforderungen und Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft - Auswirkungen des steigenden Anteils an erneuerbarer Energien auf die EEG-Umlagekosten und die Versorgungssicherheit“.

und bis 2050 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen.⁶ Die Ziele verdeutlichen, dass 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 Abbildung 1), gewinnen unter den aktuellen Entwicklungen die Wirtschaftlichkeit und die Versorgungssicherheit wieder zunehmend an Bedeutung.

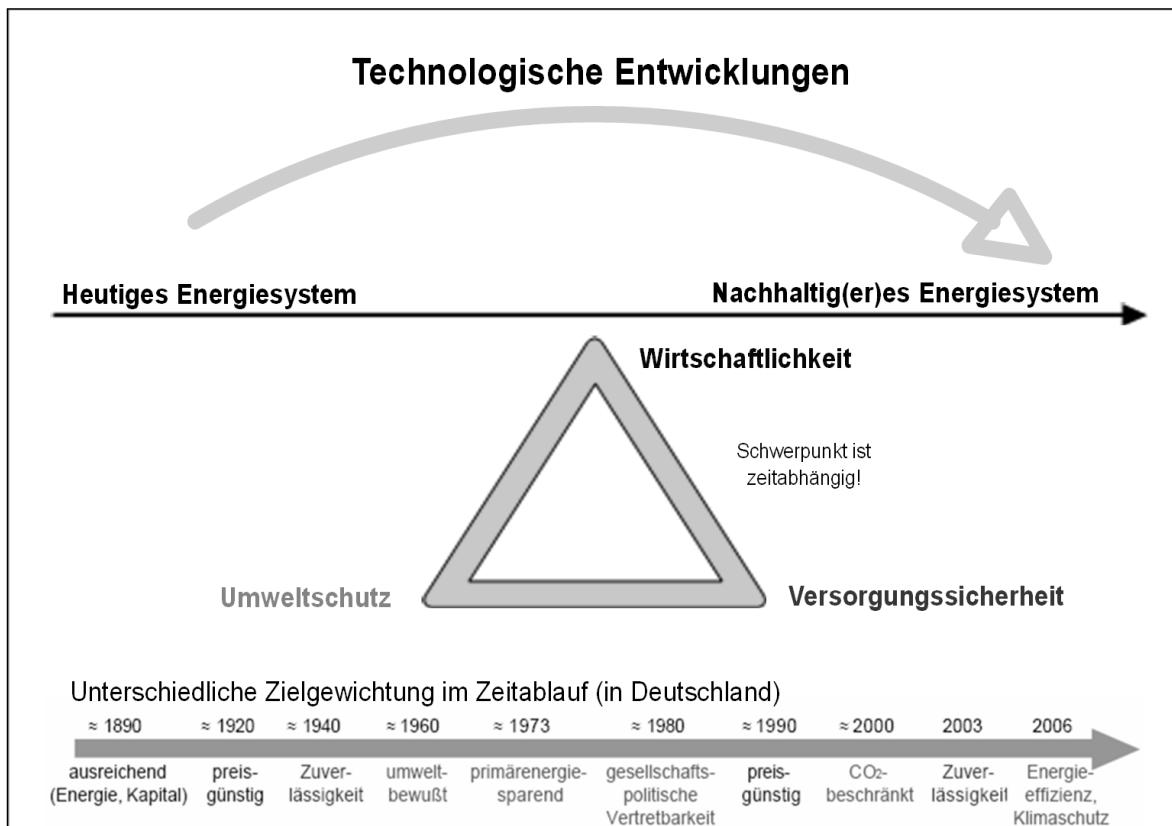


Abbildung 1: Vom heutigen Energiesystem zu einem nachhaltigeren unter Berücksichtigung des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks

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 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.

II. 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 abzielt, sondern auch die Weiterentwicklung der Technologien beabsichtigt (vgl. § 1 Abs. 1 und 2 EEG).

Die wesentlichen Förderelemente für erneuerbare Energien innerhalb des EEG erstrecken sich auf einen Netzanschluss- und Einspeisevorrang sowie auf feste Vergütungssätze für eingespeisten Strom, die der EEG-Anlagenbetreiber direkt vom Netzbetreiber erhält. 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.

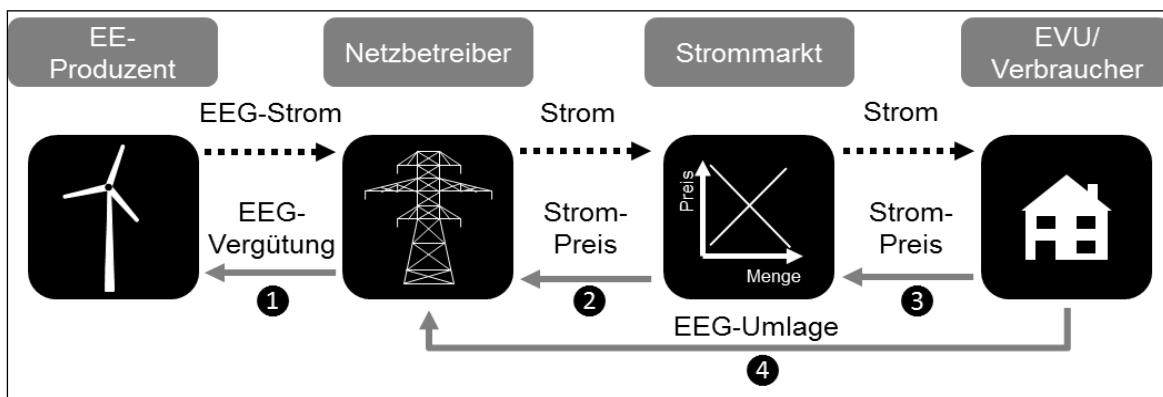


Abbildung 2: Vereinfachte Darstellung der Strom- und Zahlungsströme im EEG

Die Funktionsweise des EEG-Fördermechanismus ist vereinfacht in Abbildung 2 dargestellt. Die eingespeisten und fest vergüteten Mengen (1) an Strom aus erneuerbaren Energien werden gemäß § 2 AusglMechV⁹ 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). 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 befreit, um die Konkurrenzfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland zu schützen.¹⁰

Das EEG hat durch den dargestellten Fördermechanismus zu einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien im letzten Jahrzehnt geführt (siehe Abbildung 3). So wurde der EEG-Anlagenbestand von 2000 bis 2011 auf insgesamt rund 56 GW Anlagenleistung nahezu verzehnfacht. Bis zum Jahr 2004 wurden fast ausschließlich Windkraftanlagen zugebaut, die bis dahin rund 77 % des EEG-Anlagenbestands ausmachten. Seit 2005 hat Photovoltaik zunehmend an Bedeutung gewonnen. Damit liegt in 2012 die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen mit 32,5 GW leicht über der installierten Leistung von Windkraft-Anlagen mit ca. 30 GW (46 % bzw. 43 % des EEG-Anlagenbestands im Jahr 2012). Die umfangreiche Förderung und der damit induzierte Anlagenzubau im Rahmen des EEG haben so dazu beigetragen, dass EE-Anlagen bereits heute einen Anteil von rund 23 % zur Deckung des Brutto-Inlandstromverbrauchs in Deutschland leisten.¹¹

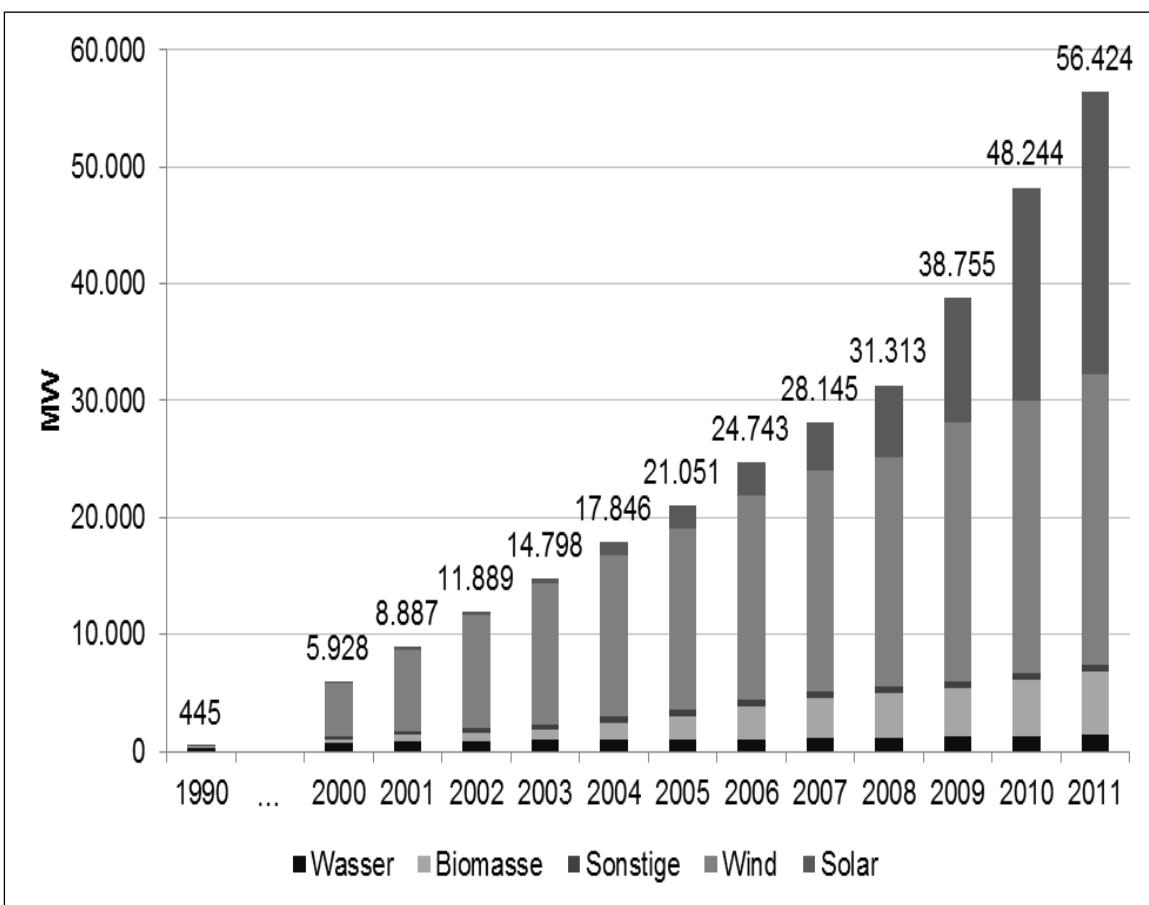


Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung von EEG-Anlagen¹²

Durch den Ausbau sind die damit verbundenen Kosten für den Verbraucher in Form der EEG-Umlage seit 2000 von 0,20 Ct/kWh auf 5,277 Ct/kWh in 2013 gestiegen (siehe Abbildung 6). Dies entspricht heute einem Anteil von rund 22 % am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis.¹³ Die Ausweisung der EEG-Umlage auf der Stromrechnung hat dazu geführt, 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 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 Abbildung 4 dargestellten EEG-Differenzkosten.

Im Jahr 2012 erhalten die Photovoltaikanlagen für jede erzeugte Kilowattstunde Strom im Durchschnitt eine EEG-Vergütung von rund 36,51 Ct. Der Strom kann durch den Netzbetreiber für rund 5,45 Ct/kWh am Spotmarkt veräußert werden. Somit muss der Verbraucher für eine erzeugte Kilowattstunde Strom aus Photovoltaik rund 31,06 Ct an zusätzlicher Förderung tragen (EEG-Differenzkosten). Im Vergleich dazu betragen die EEG-Differenzkosten im Durchschnitt für alle Energieträger lediglich 12,18 Ct/kWh. Im Jahr 2007 – mit geringem Photovoltaik-Anteil – betrugen die EEG-Differenzkosten sogar nur 6,87 Ct/kWh.¹⁴

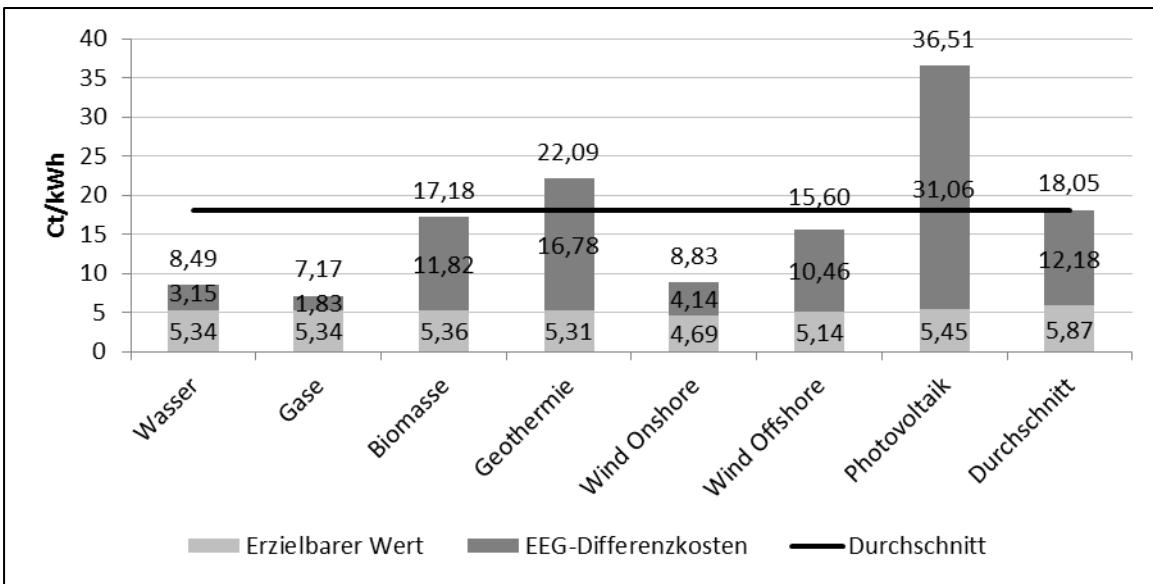


Abbildung 4: EEG-Vergütung und EEG-Differenzkosten verschiedener Energieträger im Jahr 2012¹⁵

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 die Einspeisung erneuerbarer Energien zu einer Erhöhung des Angebots und somit zu einer Verschiebung der Merit-Order-Kurve nach rechts. Dies wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet und führt 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 durch die Bundesnetzagentur¹⁶ projezierten Ausbau von Biomasse-, Wind- und Photovoltaikanlagen muss bei konstanten Strompreisen von rd. 38€/MWh (Base) bis 2020 zusätzlich mit höheren EEG-Umlagekosten von rund 2,5 Ct/kWh für die Letztverbraucher gerechnet werden (siehe Abbildung 5).

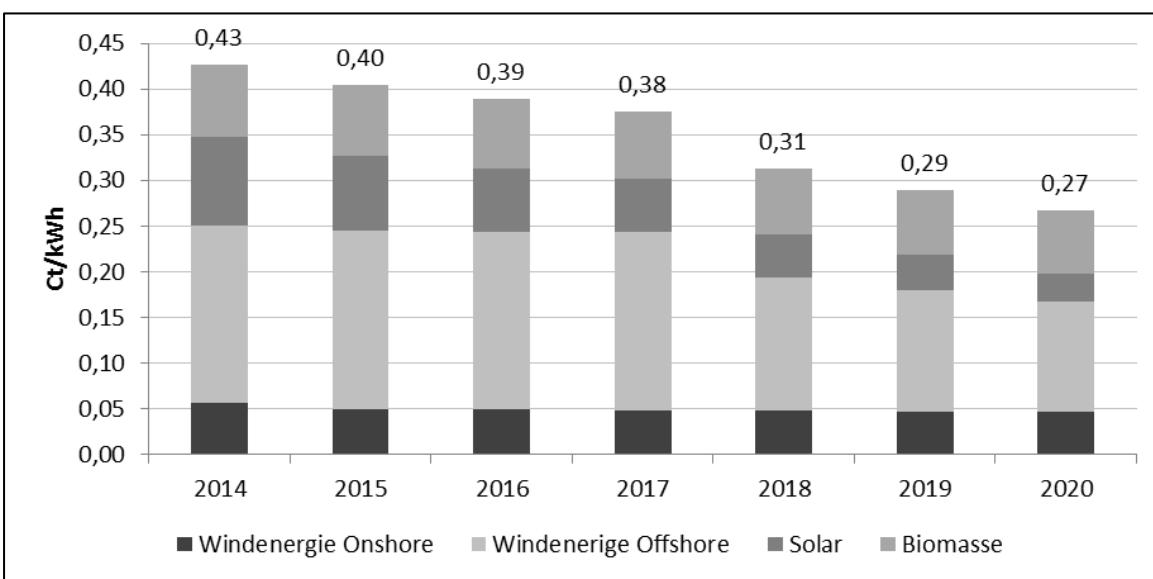


Abbildung 5: Jährliche Erhöhung der EEG-Umlage durch Anlagen-Zubau

Dem stehen die Verringerungen der Umlagekosten durch das Auslaufen von Bestandsanlagen aus der EEG-Förderung gegenüber. Da die meisten Anlagen jedoch 20 Jahre lang garantierte Vergütungssätze erhalten, ist bei stabilen Strompreisen ein Rückgang frühestens nach 2020 zu erwarten.¹⁷ In den nächsten Jahren muss daher mit einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage auf über 7 Ct/kWh gerechnet werden. In der Vergangenheit wurde der aktuelle Anstieg der EEG-Umlage in diversen Studien deutlich unterschätzt (siehe Abbildung 6), was in der Folge zu dem falschen Versprechen eines dauerhaften Höchstwertes für die EEG-Umlage in Höhe 3,5 Ct/kWh durch die Politik¹⁸ und somit auch zu falschen Erwartungen in der Bevölkerung hinsichtlich der Kosten der Energiewende geführt hat.

Um weitere unvorhergesehene Kostensteigerungen der EEG-Umlage zu verhindern, hat der Gesetzgeber bereits 2012 Maßnahmen zur Begrenzung des Ausbaus von Photovoltaikanlagen getroffen, bspw. wurde eine zubaubhängige Steuerung der Fördersätze in das EEG („atmende Deckel“) und eine maximale Obergrenze für den Zubau in Höhe von 52.000 MW integriert (§ 20b Abs. 9a EEG). Weitere in 2013 durch das Umwelt- und Wirtschaftsministerium¹⁹ vorgelegte Vorschläge (*Vorschlag Strompreisbremse* in Abbildung 6), die durch den Einbezug der Eigenerzeugung von Großanlagen, eine Einschränkung der Ausnahmen für stromintensive Unternehmen, eine geringfügige Senkung der EEG-Vergütungen für Bestandsanlagen und eine fünfmonatige vergütungsfreie Zeit für Neuanlagen, eine Dämpfung der zukünftigen Umlage anstreben, stießen allerdings auf Widerstand innerhalb verschiedener Bundesländer und kamen in der Folge nicht zur Umsetzung.

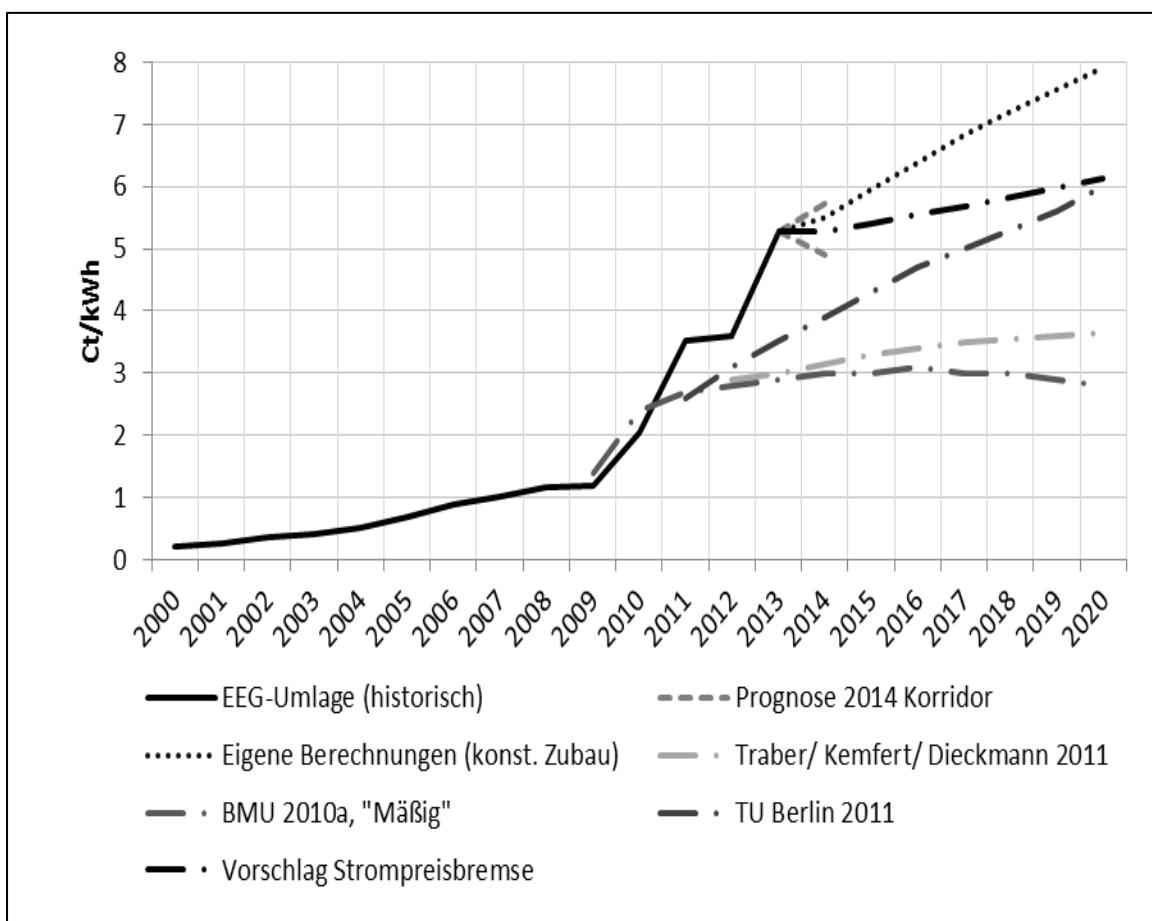


Abbildung 6: Historische und prognostizierte Entwicklung der EEG-Umlage²⁰

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. Eine weitere Abnahme der Stromgestehungskosten bei Photovoltaikanlagen und zunehmend attraktivere dezentrale Speicherlösungen werden diesen Trend in Zukunft stärker treiben – ebenso wie der Wunsch sich unabhängig von der zentralen Stromversorgung zu machen. Mit steigender dezentraler Eigenerzeugung wird der Strombezug aus dem Netz abnehmen. Dezentrale Eigenversorger mit Netzzanschluss entziehen sich damit stärker den im Arbeitspreis enthaltenen Netznutzungsentgelten, so dass auch hier entsprechende Anpassungen diskutiert werden müssen. Daneben wird zukünftig insbesondere auf die Offshore-Windenergie zu achten sein, die voraussichtlich ein maßgeblicher Treiber der EE-Mehrkosten (inkl. Netzausbau) sein wird. Um allerdings die erwarteten Mehrkosten der EEG-Umlage 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.

Festzuhalten bleibt, dass im Gegensatz zum EnWG²¹ das EEG nicht das Ziel einer sicheren und preisgünstigen Energieversorgung verfolgt, sondern es wird vielmehr die Weiterentwicklung der verschiedenen Technologien angestrebt. 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 kann und insbesondere Fehlallokationen vermieden werden sollen, kann ein Quotenmodell, welches beispielsweise im Rahmen eines grünen Zertifikatehandelsystems Elektrizitätsunternehmen zur Bereitstellung von festgelegten EE-Anteilen verpflichtet, zur kosteneffizienten Steuerung der Energiewende sowie zum Erreichen der Ziele beitragen und auch im europäischen Kontext als harmonisiertes Steuerungsinstrument eingesetzt werden.²²

Falls in Zukunft die breite Entwicklung verschiedener Technologien aus wichtigen Gründen, wie beispielsweise die Förderung von Innovationen, die Weiterentwicklung von Technologieführerschaften für unterschiedliche EE-Technologien, die Schaffung von inländischen Arbeitsplätzen, die Nutzung von Portfolio-Effekten (z. B. durch sich ergänzende Erzeugungstechnologien) oder die Verringerung der Marktkonzentration großer Energieversorgungsunternehmen durch den Aufbau von dezentralen Anlagen²³, beibehalten werden soll (dies ist prinzipiell auch im Rahmen eines regional- und technologieabhängigen Quotenmodell denkbar), sind andere Lösungskonzepte zur Bewältigung der Herausforderungen durch stark steigende EEG-Umlagekosten notwendig. Statt einer rein preisfokussierten Betrachtung ist es daher notwendig, dass die Verbraucher auf mittelfristig höhere Energiekosten (sowohl EEG als auch Netzkosten) in der Folge der Energiewende vorbereitet werden. 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.²³

III. Herausforderung Versorgungssicherheit

Die deutsche Stromversorgung gilt als sehr zuverlässig. 2011 lag die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenem Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres bei 15,31 Minuten.²⁴ 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.²⁵ Seit dem beschlossenen Kernenergieausstieg wird jedoch zunehmend diskutiert, ob in Zukunft mit Engpässen im Erzeugungsbereich zu rechnen ist. Zur Beurteilung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit kann die gesicherte Leistung eines Versorgungssystems herangezogen werden. Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der Nettoleistung des Kraftwerkspffolios abzüglich der nichtverfügbaren Leistung (z. B. aufgrund von geplanten und ungeplanten Ausfällen). Damit die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann, sollte die gesicherte Erzeugungskapazität eines Landes jederzeit die Jahreshöchstlast übersteigen. Neben den Kernkraftwerken werden in den kommenden Jahren zum Teil fossile Kraftwerke vom Netz gehen, da diese ihre Nutzungsdauer erreicht bzw. überschritten 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 wegfallen, der durch den starken Zubau an erneuerbaren Energien nur teilweise kompensiert werden kann. Abbildung 7 verdeutlicht, dass bei diesen Entwicklungen die gesicherte Leistung die Jahresspitzenlast mittelfristig unterschreiten wird, woraus in gewissen Situationen Versorgungsgespässen resultieren könnten. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Bericht zum Zustand der leistungsgebundenen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Verzögerungen beim Bau neuer Kraftwerkskapazitäten davor gewarnt, dass „Stillegungen weiterer konventioneller Kraftwerke derzeit nicht vertretbar“²⁶ sind.

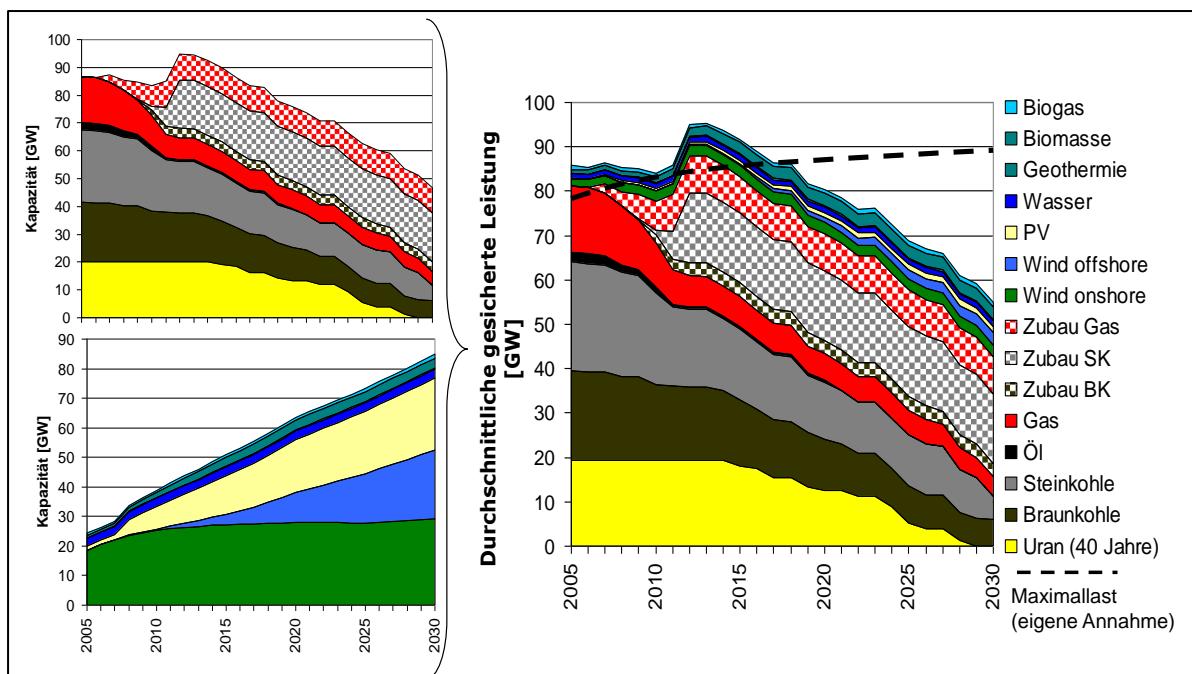


Abbildung 7: Entwicklung der installierten und durchschnittlich gesicherten Leistung in Deutschland bis 2030²⁷

Zusätzliche konventionelle Erzeugungskapazitäten werden daher benötigt, um die Versorgungssicherheit in Deutschland in den nächsten Jahren weiter zu gewährleisten.²⁸ Allerdings sind unter den gegenwärtigen Marktpreisen Neubauvorhaben (meist) nicht wirtschaftlich. Aus diesem Grund werden Investitionsentscheidungen derzeit tendenziell zurück gestellt.²⁹ Teilweise werden auch bereits installierte Kraftwerke vom Netz genommen, da sich ihr Betrieb nicht rechnet³⁰. Neben der heutigen ist die künftig zu erwartende Marktsituation ausschlaggebend für eine Investition und den Weiterbetrieb. Diese wird insbesondere durch die Entwicklung der Nachfrage und der Kraftwerksparkstruktur bestimmt. Im Hinblick auf die Ausbauziele der Bundesregierung, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf 80 % zu erhöhen, 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 Neubauten anzureizen, wird die Einführung von zusätzlichen Vergütungen, angepassten Marktdesigns, beispielsweise in Form von Kapazitätsmärkten, und gezielten 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 Markteintriffs könnte dazu führen, dass bereits geplante Kraftwerksprojekte zurückgestellt 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 zurückgestellt werden. Hinzu kommen zwei wichtige Effekte:

1. Durch die mit solchen Maßnahmen zusätzlich in den Markt gebrachten Kapazitäten gehen die Marktanreize in Form der Knaptheitssignale 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 Markteintriffe. Diese verhindern den Nachweis, dass Marktpreise gegebenenfalls doch entsprechende Knaptheitssignale 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.

Eine weitere Möglichkeit, die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, ist das europäische Verbundnetz. Mit Hilfe von Importen und Exporten können beispielsweise Fluktuationen aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Am Beispiel des Regelzonengebiets von 50Hertz ist sehr gut ersichtlich, dass der Verlauf der physikalischen Stromflüsse ins und aus dem Ausland mit dem Einspeiseverhalten der Windenergieanlagen der Regelzone korrelieren (vgl. Abbildung 8).

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 dulden und entsprechende Übertragungskapazitäten begrenzen. Entsprechende Eingriffe wurden bereits an den polnischen und tschechischen Grenzen angekündigt.³¹ Im Gegensatz dazu führt eine geringe Einspeisung aus Windenergieanlagen zu einem Anstieg der Stromimporte in Deutschland (Stromimporte werden in Abbildung 8 durch die negativen Werte dargestellt). 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.

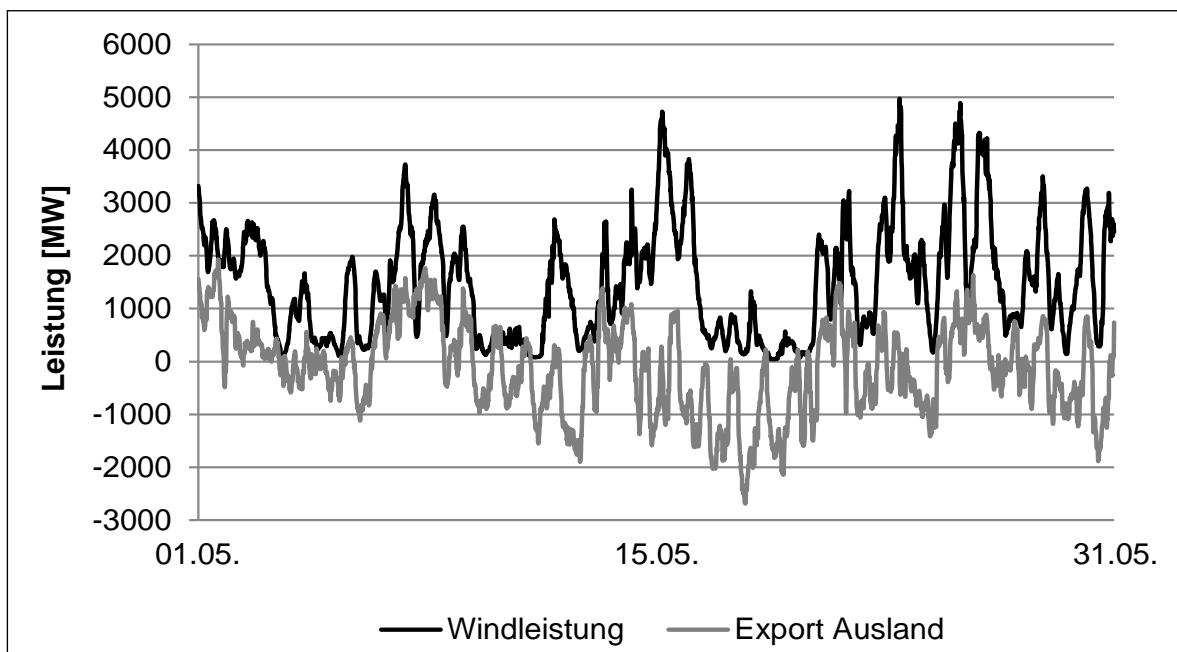


Abbildung 8: Windeinspeisung und Stromexport in die Nachbarländer für das Regelzonengebiet von 50Hertz im Mai 2011³²

Das Beispiel aus dem Regelzonengebiet von 50Hertz (vgl. Abbildung 8) zeigt, dass die Einspeisung aus erneuerbaren Energien einen signifkanten Einfluss auf den Netzbetrieb hat. Mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien im System wird dementsprechend der Einfluss auf Netze und Stromspeicher, sowohl in der Auslastung als auch im Ausbau, zunehmen. In Deutschland besteht derzeit ein Einspeisevorrang für erneuerbare Energien. Dementsprechend ist jeder Netzbetreiber verpflichtet, zuerst die in seinem Netzgebiet verfügbare Einspeisung aus EE-Anlagen abzunehmen bevor konventionelle Kraftwerke einspeisen können. Es ist zu erwarten, dass der zukünftige Bedarf an Speichern und Netzen maßgeblich von der Einspeisemenge an erneuerbaren Energien abhängt. Aus diesem Grund wurde am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden, der Bedarf an zusätzlichen Speichern und Netzen unter Berücksichtigung verschiedener Penetrationen an EE-Einspeisung und Abnahmeverpflichtungen untersucht. Dabei wurden zwei grundlegende Szenarien unterschieden:

- Abnahmepflicht: Jede verfügbare Einheit an EE-Einspeisung muss vom System abgenommen werden
- Aufhebung Abnahmepflicht: Der Überschuss an EE-Einspeisung muss nicht aufgenommen, sondern kann abgeschaltet werden

Die Analysen wurden mit dem europäischen Strommarktmodell ELTRAMOD durchgeführt. Das Modell ermittelt den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz im System sowie den Netz- und Speicherausbau unter den getroffenen Annahmen. Für die Berechnungen wurden die Kraftwerks- und Nachfragedaten aus der ESA²-Datenbank genutzt.³³ Zur Modellierung der Wind- und Photovoltaikeinspeisung wurden länderspezifische Zeitreihen auf stündlicher Basis erstellt. Die Ergebnisse für das Jahr 2050 sind in Tabelle 1 dargestellt.

| | Aufnahmepflicht | Aufhebung Aufnahmepflicht |
|---|-----------------|------------------------------|
| Nicht genutzter EE-Überschuss <u>ohne</u> Netz- und Speicherausbau | 10,2% | 11,9% |
| Nicht genutzter EE-Überschuss <u>mit</u> Netz- und Speicherausbau | 0,9% | 3,7% |
| Zusätzliche Netzkapazität bis 2050 (NTC) | 252,2 GW | 143 GW |
| Zusätzliche Speicherkapazität bis 2050 | 35,7 GW | 7,9 GW |

Tabelle 1: Modellergebnisse für 2050

Im Betrachtungszeitraum (Jahr 2050) liegt der (angestrebte) Anteil an erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung bei rd. 87 %. Aufgrund des hohen Anteils tritt auch im Szenario „Abnahmepflicht“ ein Überschuss an EE-Einspeisung auf. Der Unterschied bei dem ungenutzten EE-Überschuss ist zwischen den betrachteten Szenarien gering. Die nicht genutzte erneuerbare Einspeisung liegt beim Ausbau der Übertragungs- und Speicherkapazitäten bei 0,9% im Falle der Abnahmepflicht, während im Falle der Aufhebung der Abnahmepflicht nur 2,8 Prozentpunkte mehr und damit 3,9% nicht genutzt werden. Folglich gewährleistet der Einspeisevorrang mittel- bis langfristig keine signifikant höhere Nutzung der verfügbaren EE-Strommengen. Im Gegensatz dazu kann mit Hilfe des Netz- und Speicherausbaus in beiden Szenarien der Anteil an ungenutztem EE-Überschuss verringert werden. Im Szenario „Aufhebung Abnahmepflicht“ sind die Investitionen in zusätzliche Speicher- und Übertragungskapazitäten deutlich geringer, als im Szenario „Abnahmepflicht“: Im Szenario „Abnahmepflicht“ müssen zusätzliche Netzkapazitäten in Höhe von 252 GW und zusätzliche Speicherkapazitäten in Höhe von ca. 36 GW installiert werden. Im Falle der Aufhebung der Abnahmepflicht verringert sich im Modell die zusätzliche Kapazität bei den Netzen auf knapp die Hälfte (143 GW) und bei den Speicher auf ca. ein Viertel (ca. 8 GW). Dementsprechend beeinflusst der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien den Netz- und Speicherausbau signifikant. Aus ökonomischer Perspektive und aus Systemsicht ist somit die klare Schlussfolgerung, dass nicht jede

verfügbare Kilowattstunde aus EE-Einspeisung genutzt werden muss, da eine Abnahmepflicht zu deutlich höheren Systemkosten aber nicht zu deutlich höheren EE-Einspeisungen führt. Anstelle eines Einspeisevorrangs sollten die erneuerbaren Energien daher zukünftig stärker in den Markt integriert werden und Systemverantwortung übernehmen. Die Ergebnisse zeigen, um eine kostenoptimale Integration der zunehmenden EE-Einspeisung zu ermöglichen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, muss mittelfristig in Deutschland der Netzausbau vorangetrieben und eine Anpassung des EEG vorgenommen werden.

IV. Abschließende Bemerkungen und Ausblick

Gegenwärtig werden in der Presse durch Meldungen zu Strompreisen, dem Ausbau von erneuerbaren Energien und zur Versorgungssicherheit unterschiedliche 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 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 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 (beispielsweise 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 Forschung im Bereich der Energiewirtschaft und -technik weiterhin ein vielfältiges und spannendes Aufgabengebiet bleiben wird.

Literatur

- 1 United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2011): World Population Prospects: The 2010 Revision, CD-ROM Edition.
- 2 International Energy Agency (2011): World Energy Outlook 2011, Paris.
- 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 5.6.2009, S. 16).
- 5 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).
- 6 BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (20.9.2012).
- 7 Bundesnetzagentur (2012): 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).
- 8 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 geändert worden ist (BGBl. I S. 2730).
- 9 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.
- 10 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 (26.9.2012), S. 2.
- 11 BMU (2013): Erneuerbare Energien 2013. Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/hintergrundpapier_ee_2012.pdf (17.7.2013), S. 16.

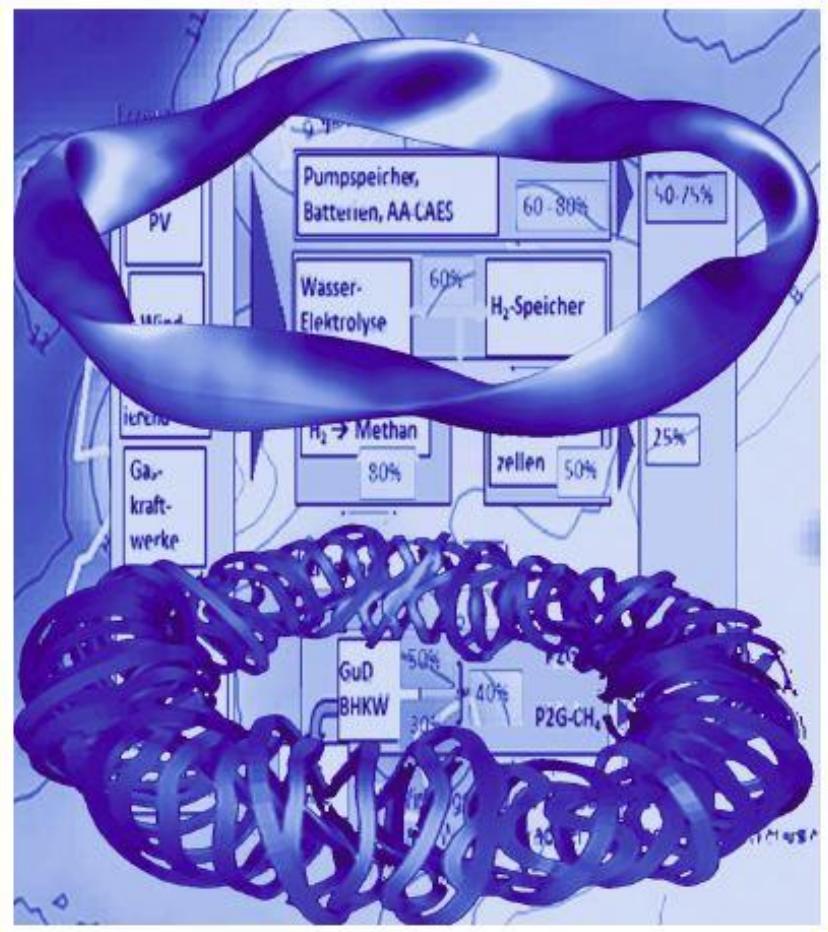
- 12 Eigene Darstellung, Daten: 50 Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ TransnetBW GmbH/ Tennet TSO GmbH (2012a): EEG Anlagenstammdaten zum 31.12.2011, http://www.eeg-kwk.net/de/file/2011_Anlagenstammdaten-2.zip (24.9.2012).
- 13 BDEW (2013): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf) (17.7.2013), S. 6.
- 14 Ebenda, S. 38.
- 15 Daten: BDEW (2013): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013), [https://bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf) (17.07.2013), S. 38.
- 16 Bundesnetzagentur (2012a): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf, http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Eingereichter_Szenariorahmen_zum_NEP_2013.pdf (24.9.2012), S. 11.
- 17 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 (25.9.2012), S. 17 ff.
- 18 Bundesregierung (2011): Energiewende – die einzelnen Maßnahmen, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energiewende-kabinett-weitere-informationen.html> (25.9.2012).
- 19 BMU & BMWi (2013): Energiewende sichern – Kosten begrenzen. Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/20130213_Eckpunktepapier_Strompreissicherung_bf.pdf (18.07.2013).
- 20 Eigene Darstellung in Anlehnung an 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 (26.9.2012), S. 151.
- 21 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch das Gesetzes vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1738) geändert worden ist.
- 22 Vgl. bspw. 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> (25.9.2012)
- 23 Vgl. Schubert D. K. J., Meyer T., von Selasinsky A., Schmidt A., Thuß S., Erdmann N. und Erndt M.: Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien. Projektbericht. Dresden 2013. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777> (in Veröffentlichung).
- 24 Vgl. Bundesnetzagentur (2012b): Versorgungsqualität – Übersicht SAIDI-Werte Strom 2006 – 2011, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet-Gas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom_Basepage.html (13.9.2012).
- 25 Vgl. 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> (14.9.2012).

- 26 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).
- 27 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.
- 28 Vgl. 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> (14.9.2012) und Dena (2010b): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung),
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Kurzanalyse_KraftwerksplanungDE_2020.pdf (14.9.2012).
- 29 Vgl. Energate (2012): Eon-Kraftwerke werden gebraucht, www.energate.de (20.9.2012) und Weise, M./ de Wyl, C./ Thies, C. (2011): Gescheiterte Großkraftwerk-sprojekte und Verfall der Reservierungsgebühr, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61. Jg., Heft 3, S. 83 ff.
- 30 Vgl. Tagesschau online: RWE schaltet mehrere Kohle- und Gaskraftwerke ab - Der Betrieb rechnet sich nicht mehr, <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/rwe-schliesst-kraftwerke100.html> (15.08.2013)
- 31 Strommagazin (2011): Polen plant Sperren für deutschen Ökostrom, http://www.strommagazin.de/strommarkt/polen-plant-sperren-fuer-deutschen-oekostrom_31494.html (28.9.12)
- 32 Eigene Darstellung, Daten: 50 Hertz Transmission GmbH (2012): Lastflüsse 2011,
<http://www.50hertz.com/de/119.htm> (20.9.2012).
- 33 Energy System Analysis Agency (2013): Shaping our energy system - combining European modelling expertise, Brüssel.

Prof. Dr. Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel K. J. Schubert
 Lehrstuhl für Energiewirtschaft,
 TU Dresden
 D-01062 Dresden
dominik.moest@tu-dresden.de

Arbeitskreis Energie

Excerpt from the proceedings of the AKE, DPG Conference 2013 Dresden, (ISBN 978-3-9811161-4-4)
home: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2013-AKE_Dresden/Links_DPG2013.htm



Energie Technologien und Energiewirtschaft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2013

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Direkter Link zum AKE - Archiv:
<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2013 -Dresden:
http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2013-AKE_Dresden/Links_DPG2013.htm

Vorträge auf der Dresdner DPG-Tagung (2013)
Herausgegeben von Hardo Bruhns

Herausgeber:
Arbeitskreis Energie (AKE) in der DPG
Prof. Dr. Hardo Bruhns
Meliaesallee 5
40597 Düsseldorf
E-Mail: ake@bruhns.info

Die Grafik des Titelblatts wurde unter Verwendung von Abbildungen aus den Beiträgen von T. Klinger, H. Pütter und O. Kastner mit freundlicher Genehmigung der Autoren gestaltet.

Energie

Technologien und Energiewirtschaft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2013

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, November 2013

**Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft
Dresden, 4. bis 6. März 2013**

Haupt- und Plenarvorträge

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Einleitung | 7 |
| Übersicht über die Fachsitzungen | 8 |
| Abstracts | 9 |
| Optimized Stellarator as a Candidate for a Fusion Power Plant (vorgetragen von T. Klinger) | 19 |
| The Availability of Rare Elements for Advanced Energy Technologies (vorgetragen von A. Bradshaw) | 29 |
| Electric Mobility: Chances and Technical Challenges (vorgetragen von A. Knoll) | 47 |
| Energy Systems: the Importance of Energy Storage (vorgetragen von U. Stimming) | 63 |
| Die Zukunft der Stromspeicherung (vorgetragen von H. Pütter) | 75 |
| Power-to-Gas – Perspektiven einer jungen Technologie (vorgetragen von M. Sterner) | 87 |
| Verfügbarkeit und Nachhaltigkeit von Bioenergie als Energiequelle (vorgetragen von (ED. Schulze)) | 102 |
| Potential und thermische Eigenschaften der tiefen hydrothermalen Wärmereservoir in Berlin (vorgetragen von O. Kastner) | 110 |
| Zukünftige Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive (vorgetragen von D. Möst) | 118 |