

11/2016

Uwe Nestle, Craig Morris, Luca Brunsch

**DAS EEG:
BESSER ALS SEIN RUF**

Die Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) wurde 1925 gegründet und ist die traditionsreichste politische Stiftung Deutschlands. Dem Vermächtnis ihres Namensgebers ist sie bis heute verpflichtet und setzt sich für die Grundwerte der Sozialen Demokratie ein: Freiheit, Gerechtigkeit und Solidarität. Ideell ist sie der Sozialdemokratie und den freien Gewerkschaften verbunden.

Die FES fördert die Soziale Demokratie vor allem durch:

- politische Bildungsarbeit zur Stärkung der Zivilgesellschaft;
- Politikberatung;
- internationale Zusammenarbeit mit Auslandsbüros in über 100 Ländern;
- Begabtenförderung;
- das kollektive Gedächtnis der Sozialen Demokratie mit u.a. Archiv und Bibliothek.

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung

Die Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik verknüpft Analyse und Diskussion an der Schnittstelle von Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit, um Antworten auf aktuelle und grundsätzliche Fragen der Wirtschafts- und Sozialpolitik zu geben. Wir bieten wirtschafts- und sozialpolitische Analysen und entwickeln Konzepte, die in einem von uns organisierten Dialog zwischen Wissenschaft, Politik, Praxis und Öffentlichkeit vermittelt werden.

WISO Diskurs

WISO Diskurse sind ausführlichere Expertisen und Studien, die Themen und politische Fragestellungen wissenschaftlich durchleuchten, fundierte politische Handlungsempfehlungen enthalten und einen Beitrag zur wissenschaftlich basierten Politikberatung leisten.

Über die Autoren

Uwe Nestle hat das Büro EnKliP gegründet und rund zehn Jahre im Bundesumweltministerium für die Energiewende und insbesondere die erneuerbaren Energien gearbeitet.

Craig Morris ist Hauptautor von EnergyTransition.de und RenewablesInternational.net. Seit April 2016 ist er Senior Fellow am IASS.

Luca Brunsch ist wissenschaftlicher Assistent bei EnKliP.

Für diese Publikation ist in der FES verantwortlich

Dr. Philipp Fink leitet in der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik den Arbeitsbereich Klima-, Umwelt-, Energie- und Strukturpolitik.

Uwe Nestle, Craig Morris, Luca Brunsch

DAS EEG: BESSER ALS SEIN RUF

| | | |
|----|----------|--|
| 3 | | VORWORT |
| 4 | 1 | EINLEITUNG |
| 5 | 2 | KURZFASSUNG |
| 6 | 3 | DER POLITISCHE KONTEXT |
| 6 | 3.1 | Die Evolution der administrativ festgelegten Einspeisevergütung |
| 6 | 3.1.1 | Verbesserung der Kosteneffizienz |
| 6 | 3.1.2 | Markt- und Systemintegration |
| 7 | 3.1.3 | Anpassungen an die Strommarktliberalisierung und das europäische Recht |
| 7 | 3.1.4 | Ziele |
| 8 | 3.1.5 | Der Systemwechsel 2014 und 2016 |
| 8 | 3.2 | Der bisherige Erfolg des EEG |
| 10 | 3.3 | Die energiewirtschaftliche Zieltrias |
| 10 | 3.3.1 | Wirtschaftlichkeit/Stromkosten |
| 12 | 3.3.2 | Umweltschutz |
| 12 | 3.3.3 | Versorgungssicherheit |
| 13 | 3.4 | Weitere Ziele der Bundesregierung |
| 13 | 3.5 | Der europäische Rechtsrahmen |
| 15 | 3.6 | Zwischenfazit |
| 16 | 4 | DISKUSSION VON ARGUMENTEN GEGEN DAS BESTEHENDE EEG |
| 16 | 4.1 | Der Ökostromausbau ist zu schnell und ungesteuert |
| 16 | 4.1.1 | Das Argument |
| 17 | 4.1.2 | Die Erwiderung |
| 20 | 4.1.3 | Schlussfolgerungen: Optionen im bestehenden System nutzen |
| 20 | 4.2 | Das System ist zu teuer |
| 20 | 4.2.1 | Das Argument |
| 20 | 4.2.2 | Die Erwiderung |
| 21 | 4.2.3 | Schlussfolgerungen: Vor allem Optionen im bestehenden System nutzen |
| 22 | 4.3 | Fehlender Wettbewerb |
| 22 | 4.3.1 | Das Argument |
| 22 | 4.3.2 | Die Erwiderung |
| 23 | 4.3.3 | Schlussfolgerungen: Praktisch kein Änderungsbedarf erkennbar |
| 23 | 4.4 | Fehlende Marktintegration und systemdienliche Anreize |
| 23 | 4.4.1 | Das Argument |
| 23 | 4.4.2 | Die Erwiderung |
| 25 | 4.4.3 | Schlussfolgerungen: Optionen im bestehenden System nutzen |
| 25 | 4.5 | Gleiches Risiko für alle – das einheitliche Marktdesign |
| 25 | 4.5.1 | Das Argument |

>

| | | |
|----|----------|--|
| 26 | 4.5.2 | Die Erwiderung |
| 28 | 4.5.3 | Schlussfolgerungen: Kein Änderungsbedarf erkennbar |
| 28 | 4.6 | Das System ist zu kompliziert |
| 28 | 4.6.1 | Das Argument |
| 28 | 4.6.2 | Die Erwiderung |
| 29 | 4.6.3 | Schlussfolgerungen: Bestehendes System besser als seine Alternativen |
| 29 | 4.7 | Zwischenfazit |
| 31 | 5 | FAZIT/AUSBLICK |
| 33 | 6 | ANHANG |
| 33 | 6.1 | Die gleitende Marktprämie |
| 33 | 6.1.1 | Die Funktionsweise der gleitenden Marktprämie |
| 34 | 6.1.2 | Kritik an der gleitenden Marktprämie |
| 35 | 6.2 | Die Kosten der erneuerbaren Energien im Strombereich |
| 35 | 6.2.1 | Bedeutung der Strompreisentwicklung für private Haushalte |
| 35 | 6.2.2 | Bedeutung der Strompreisentwicklung für die Wirtschaft |
| 35 | 6.2.3 | Niedrige aktuelle Ausbaurkosten trotz stark gestiegener EEG-Umlage |
| 38 | | Abbildungsverzeichnis |
| 38 | | Tabellenverzeichnis |
| 39 | | Abkürzungsverzeichnis |
| 39 | | Literaturverzeichnis |

VORWORT

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz bildet das Rückgrat der deutschen Energiewende und ist eine Erfolgsgeschichte, die international viel Beachtung findet und von zahlreichen Staaten inzwischen kopiert wird. Im Jahr 2015 konnte sich der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch erneut steigern und erreichte mit 33 Prozent einen Rekordwert. Damit trug das EEG zu einer beträchtlichen Minderung klimaschädlichen CO₂-Ausstoßes im Energiesektor bei. Zudem hat das Gesetz technologische Lernkurven ermöglicht. Heutige Solar- und Windkraftanlagen sind um ein Vielfaches produktiver als vor 20 Jahren. Entsprechend wird deutsche Technologie im Bereich erneuerbarer Energien weltweit stark nachgefragt. Darüber hinaus konnte das EEG wichtige beschäftigungspolitische Impulse setzen. Bereits heute arbeiten mehr Menschen im Bereich erneuerbarer Energien als in der fossilen Energieerzeugung.

Trotz dieser Bilanz gerät das EEG in Deutschland zunehmend in die Kritik. Kritiker_innen bemängeln die hohen Kosten der Subventionen für die erneuerbaren Energien sowie den in ihren Augen zu raschen und unkontrollierten Ausbau. Zum einen führe der Ausbau zu einem Anstieg der EEG-Umlage, der wiederum die Energiekosten steigen lasse und zusätzliche Investitionen in den Ausbau der Stromnetze verursache. Zum anderen stünde die Versorgungssicherheit durch den starken Zubau fluktuierender Energieerzeugung bei fehlenden Speicherkapazitäten in Gefahr. Entsprechend zielen die Änderungsvorschläge der Kritiker_innen auf die Funktionsweise des EEG. So solle das bisherige System der festen Vergütungssätze durch ein Ausschreibungssystem ersetzt werden, in der Hoffnung die Kosten zu dämpfen und den Ausbau stärker zu kontrollieren. Diese Idee bildet einen wichtigen Bestandteil der jüngsten Debatte um die Novelle des EEG 2016.

Das vorliegende Gutachten, das von Uwe Nestle und seinem Team im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung erstellt wurde, analysiert die wichtigsten Kritikpunkte an dem EEG. Es kommt zu dem Schluss, dass die Kostendebatte um das EEG dringend versachlichtet werden muss, weil sie im Widerspruch zur bisherigen Erfolgsbilanz des EEG steht. Eine zu indifferente Begrenzung des Ausbaus könnte das Erreichen der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung gefährden. Stattdessen sollte regelmäßig und transparent geprüft werden, ob das je-

weils für die Erzeugungstechnologie bestimmte Vergütungsmodell mit den Ausbau- und Kostenzielen noch übereinstimmt. Denn für die weitere Entwicklung der Energiewende ist letztlich die Investitionssicherheit unerlässlich. Dieses Ziel ist der zentrale Punkt der vorliegenden Studie, die einen wichtigen Debattenbeitrag für die jetzige Diskussion um die Reform des EEG darstellt.

DR. PHILIPP FINK

Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik
Friedrich-Ebert-Stiftung

1

EINLEITUNG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist das erfolgreichste Instrument für den Klimaschutz (BMU 2007: 12). Durch die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von rund sechs Prozent in 2000 auf knapp 33 Prozent 2015 spart das EEG jährlich über 100 Millionen Tonnen Treibhausgasemissionen ein (BMWi 2016a: 2; BMUB 2015: 51). Darüber hinaus arbeiteten 2014 gut 350.000 Menschen im Bereich der erneuerbaren Energien – trotz der Arbeitsplatzverluste im Bereich der Photovoltaik (DLR et al. 2015: 10). Viele dieser Jobs sind durch das EEG entstanden. Es hat mehr Arbeitsplätze geschaffen, als es zum Zeitpunkt seiner Einführung in der Kohlewirtschaft gab und gegenwärtig noch gibt (DLR et al. 2015: 3; Statistik der Kohlewirtschaft 2015: 36, 46). Nicht zuletzt macht das EEG den Standort Deutschland weniger abhängig von Energieimporten, die oft aus geopolitisch instabilen Regionen stammen. Damit ist die Volkswirtschaft robuster gegenüber unkalkulierbaren Schwankungen der Weltmarktpreise fossiler Energieträger.

Während das EEG dank seiner Erfolge international große Aufmerksamkeit erfährt und in Grundzügen von zahlreichen Staaten übernommen wurde (BMU 2007: 31; NGO 2015), werden seine zentralen Bestimmungen in Deutschland seit wenigen Jahren stark kritisiert. In Teilen von Politik und Medien ist die Überzeugung verbreitet, dass auch und gerade die Kernbestandteile des EEG „grundsätzlich geändert“ werden müssten. Diese sind:

1. der Vorrang beim Anschluss von Ökostromanlagen an das Stromnetz sowie bei der Einspeisung von Ökostrom ins Netz und der Durchleitung zu den Verbraucher_innen;
2. die vom Bundestag in ihrer Höhe festgelegten Vergütungen für jede eingespeiste Kilowattstunde erneuerbaren Stroms durch den Netzbetreiber für in der Regel 20 Jahre.

Aufgrund dieser Kritik plant die Bundesregierung mit der Novelle des EEG 2016, die Finanzierung neuer Ökostromanlagen auf ein Ausschreibungssystem umzustellen und damit den Ökostromausbau strikt zu begrenzen (BMWi 2015a: 1, 6). Allerdings hat diese fest terminierte Umstellung die Diskussion um das EEG keinesfalls beruhigt. Zahlreiche weitere grundsätzliche Änderungen werden bis heute eingefordert. So

wird etwa vorgeschlagen, nicht mehr eine gleitende, sondern eine fixe Prämie für Ökostrom zu vergüten, nicht mehr die erzeugte Strommenge (also Kilowattstunden), sondern die Leistung einer Anlage in Form von Kapazitätzahlungen (pro Kilowatt) zu vergüten oder ein Quotensystem einzuführen. Einige Akteure befürchten demgegenüber, dass schon mit Einführung des Ausschreibungssystems die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung nicht erreicht werden. In jedem Fall kann ein solcher Systemwechsel zu Verunsicherung der Marktakteure führen. Wenn aber ein zügiger und kostengünstiger Ökostromausbau weiter erfolgen und die entstandenen heimischen Arbeitsplätze erhalten sowie neue geschaffen werden sollen, ist eine kontinuierliche und verlässliche Ökostrompolitik notwendig.

Das vorliegende Papier überprüft die Argumente, die in der öffentlichen Debatte gegen das EEG angeführt werden, auf ihre Belastbarkeit. Da sich die verschiedenen Sparten der erneuerbaren Energien in ihren Eigenschaften, Fähigkeiten und Kosten sehr voneinander unterscheiden, werden sie differenziert betrachtet. Die Überprüfung findet auf Grundlage der energiewirtschaftlichen Zieltrias statt. Danach hat die Energiepolitik die Ziele Wirtschaftlichkeit, Umweltschutz und Versorgungssicherheit gleichrangig zu verfolgen (Deutscher Bundestag 2015: § 1 Abs. 1). Ferner wird berücksichtigt, dass die Bundesregierung die Akteursvielfalt erhalten und die erneuerbaren Energien stärker in den Markt integrieren möchte (CDU/CSU/SPD 2013: 54 f.), wobei die Marktintegration dazu beitragen soll, die vorgenannten Ziele zu erreichen. Da das EEG in einem komplexen politischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Kontext steht, wird dieser in Kapitel 3 dargestellt. Kapitel 4 nennt und diskutiert die sechs wichtigsten gegen das bisherige EEG angeführten Argumente. Auf dieser Grundlage wird in Kapitel 5 ein Fazit gezogen. Im Anhang finden sich ausführlichere Informationen zur Kostendebatte und zur gleitenden Marktprämie des EEG.

2

KURZFASSUNG

In Abhängigkeit der jeweiligen Ökostromtechnologie erfüllt das EEG mit seiner administrativ festgelegten Einspeisevergütung die energiewirtschaftliche Zieltrias in der Regel gut. Dennoch hat insbesondere die bis 2014 stark gestiegene EEG-Umlage eine intensive und anhaltende Debatte um die Kernelemente des EEG gefördert, mit der die Politik unter erheblichen Druck gesetzt wurde. Allerdings ist die EEG-Umlage kein geeigneter Indikator für die Kosten des Ökostromausbaus. So kann an ihr nicht erkannt werden, dass die durchschnittlichen Vergütungen von neu ans Netz gegangenen EEG-Anlagen zwischen 2010 und 2014 um mehr als die Hälfte gesunken sind – während gleichzeitig die EEG-Umlage explodierte. Daher sollte ein sachgerechter Kostenindikator offiziell vorgelegt werden, der die EEG-Umlage in der politischen Diskussion ersetzen kann.

Die in der öffentlichen Debatte angeführten Argumente für grundsätzliche Änderungen der Finanzierung des Ökostromausbaus sind insbesondere bei Windenergie an Land und Photovoltaik wenig belastbar. Strom auf Basis dieser Technologien ist heute nicht mehr teurer als Strom aus neuen konventionellen Kraftwerken. Daher kann eine Begrenzung des Ausbaus dieser Technologien keine Kosten in relevanter Höhe einsparen. Bei den noch relativ teuren Technologien kann dagegen eine Ausbaubegrenzung ökonomisch sinnvoll sein. Bei Offshore-Windenergie plant die Bundesregierung, dies bis 2020 auf Grundlage der administrativen Festlegung der Vergütungshöhe umzusetzen. Bei Biomasseanlagen sollte die künftige Entwicklung nicht auf die Erhöhung der erzeugten Strommenge, sondern auf die bedarfsgerechte Auslegung und Einspeisung abzielen.

Eine Begrenzung des Ökostromausbaus wegen der aktuell unzureichenden Netzkapazitäten wäre vor dem Hintergrund der sich zuspitzenden Klimakrise und der Beschlüsse der Pariser Klimakonferenz Ende 2015 kontraproduktiv und schwer zu vermitteln. Sie würde den Ausbau verzögern und schon dadurch politische Anreize für einen schnellen Um- und Ausbau des Stromnetzes unterminieren. Stattdessen wäre die Beschleunigung des Ausbaus der günstigen Ökostromtechnologien zumindest dort sinnvoll, wo bislang ein vergleichsweise langsamer Zubau stattfand.

Die teilweise nach wie vor angeführte mangelnde Marktintegration wurde mit der Einführung der gleitenden Marktprämie 2012 und der faktischen Abschaffung der festen Einspeisevergütung 2014 weitgehend umgesetzt – wenn auch zu nicht unerheblichen Kosten. Praktisch alle neuen und die meisten bestehenden EEG-Anlagen werden heute den relevanten Marktsignalen ausgesetzt. Bei Biomasseanlagen könnten die Anreize für eine bedarfsgerechte Auslegung und Fahrweise allerdings weiter verstärkt werden.

Insgesamt erscheinen angesichts der bestehenden energiewirtschaftlichen Zielvorgaben grundsätzliche Änderungen des bisherigen EEG-Finanzierungsregimes zumindest bezüglich Windenergie an Land und Photovoltaik sachlich schwer begründbar. Dessen ungeachtet bleiben regelmäßige Überprüfungen und ggf. sachgerechte Anpassungen der Detailregelungen des EEG wie bereits in der Vergangenheit selbstverständlich sinnvoll. Eine solche „Politik der ruhigen Hand“, die auf fundierten wissenschaftlichen Erkenntnissen basiert, könnte die Investitionssicherheit stärken und damit die Energiewende kostengünstig vorantreiben, Innovationen ermöglichen sowie heimische Arbeitsplätze erhalten und schaffen.

Im EEG 2016 sollte daher festgelegt werden, dass die Wirkung des Ausschreibungssystems auf die energiewirtschaftliche Zieltrias und das Ziel der Erhaltung der Akteursvielfalt für jede Ökostromtechnologie getrennt überprüft werden. Aufgrund der mit dem Ausschreibungssystem verbundenen Begrenzung des Ökostromausbaus kann bereits heute festgestellt werden, dass das Ziel des Umweltschutzes deutlich schlechter eingehalten werden kann als mit dem bisherigen EEG. Ob sich die Kosteneffizienz der Finanzierung mit einem Ausschreibungssystem verbessert, sollte getrennt für jede Technologie anhand sachgerechter Kostenindikatoren verifiziert werden, beispielsweise des WACC. Auf dieser Grundlage sollte der Bundestag erneut entscheiden müssen, bei welchen Technologien das Ausschreibungssystem beibehalten werden soll.

3

DER POLITISCHE KONTEXT

Energiepolitische Entscheidungen sind auf der einen Seite durch verschiedene gesellschaftliche Anforderungen beeinflusst, beeinflussen auf der anderen Seite das Leben von Menschen und die Volkswirtschaft aber ebenfalls in vielfältiger Weise. Daher geht dieses Kapitel auf den politischen Kontext ein, in dem die Diskussion um das EEG geführt wird. Dafür werden zunächst die wichtigsten Änderungen der administrativ festgelegten Einspeisevergütung für Ökostrom seit Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes 1991 skizziert und die Erfolge des Systems benannt. Anschließend werden die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, insbesondere die energiepolitische Zieltrias, und der europarechtliche Rahmen dargestellt. Die Kostendiskussion, die hier im Rahmen der Darstellung der energiewirtschaftlichen Zieltrias nur angerissen werden soll, wird im Anhang ausführlicher behandelt.

3.1 DIE EVOLUTION DER ADMINISTRATIV FESTGELEGTEN EINSPEISEVERGÜTUNG

Die Evolution der administrativ festgelegten Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien wird in Abbildung 1 gezeigt. Das Instrument wurde 1991 mit dem Stromeinspeisungsgesetz auf Bundesebene eingeführt (Stromeinspeisungsgesetz 1990) und im Laufe der Zeit an die sich ändernden technologischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Bedingungen angepasst. Die Anpassungen haben dabei in den letzten Jahren an Häufigkeit und Umfang spürbar zugenommen. Die wichtigsten Änderungen werden im Folgenden kurz skizziert.

3.1.1 VERBESSERUNG DER KOSTENEFFIZIENZ

Das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 bemaß die Vergütung von Ökostrom an den Durchschnittserlösen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen aus der Stromabgabe an alle Letztverbraucher_innen. Entsprechend änderte sich die Vergütung jährlich mit dem Strompreis (Stromeinspeisungsgesetz 1990). Im Jahr 2000 führte das EEG eine kostendeckende Vergütung ein, die unabhängig ist von den Marktpreisen für Strom.

Damit wurden Mitnahmeeffekte vermieden, die mit einem steigenden Strompreis aufgetreten wären. Gleichzeitig wurde sichergestellt, dass die Vergütungen für den wirtschaftlichen Betrieb von EEG-Anlagen der wichtigsten Ökostromtechnologien ausreichen.

Ferner wurde eine automatische jährliche Degression der Vergütung eingeführt. Mit ihr sinken die Vergütungen für Anlagen, die später ans Netz gehen. Damit wird die durch die technologische Entwicklung zu erwartende Kostensenkung bei der Vergütungshöhe berücksichtigt. Nicht zuletzt legte das EEG 2000 erstmals fest, dass die Bundesregierung dem Bundestag einen Erfahrungsbericht zum EEG vorlegen soll. Auf dieser Grundlage werden insbesondere die Vergütungshöhen für alle Technologien in regelmäßigen Abständen überprüft und angepasst. Entsprechend wurden im Jahr 2004 insbesondere die Vergütungen für Windenergie an Land gesenkt (EEG 2004), im Jahr 2008 erstmals eine ausbauabhängige Degression („Atmender Deckel“) bei Photovoltaik eingeführt (EEG 2008). Im Jahr 2012 wurde sie verschärft und 2014 auf Windenergie an Land ausgeweitet. Ferner wurden 2012 zusätzlich die Vergütungen für Photovoltaikanlagen und 2014 für Windenergie an Land deutlich gesenkt (EEG 2012a, 2014).

3.1.2 MARKT- UND SYSTEMINTEGRATION

Seit dem EEG 2008 müssen Windenergieanlagen an Land und teilweise Photovoltaikanlagen Systemdienstleistungen erbringen. Sie müssen für die Spannungs- und Frequenzhaltung sorgen, Blindstrom bereitstellen und in der Lage sein, im Falle eines Stromausfalls den Wiederaufbau der Versorgung zu unterstützen (Deutsche WindGuard/BioConsult 2011: 30). Ferner bekamen die Netzbetreiber die Möglichkeit, EEG-Anlagen zum Schutz der Stromversorgungssicherheit abzuregeln. Dafür wurden sie ab einer Leistung von mehr als 100 kW verpflichtet, die technischen Voraussetzungen für eine Fernsteuerung vorzuhalten. Mit dieser Regelung wurden Anforderungen der Stromversorgungssicherheit erfüllt.

Mit dem EEG 2012 wurde die gleitende Marktprämie eingeführt, die zur Marktintegration beitragen soll.¹ Sie war zunächst optional, die Betreiber von EEG-Anlagen konnten somit wählen, ob sie weiterhin die Festvergütung erhalten oder die Chancen von Zusatzeinnahmen durch den Wechsel zur Marktprämie nutzen wollen. Zusätzlich werden bei Biomasseanlagen durch den Flexibilitätsbonus Investitionen gefördert, die eine bedarfsgerechte Einspeisung ermöglichen. Das EEG 2014 schafft die Festvergütung für Neuanlagen zugunsten der Direktvermarktung praktisch ab, Neuanlagen nutzen in aller Regel das Marktprämiensystem.

3.1.3 ANPASSUNGEN AN DIE STROM-MARKTLIBERALISIERUNG UND DAS EUROPÄISCHE RECHT

Nach dem Stromeinspeisungsgesetz hatten staatliche und teilweise staatliche Unternehmen – und damit die damals staatlichen Stromversorger – keinen Anspruch auf eine Vergütung für die Einspeisung von Ökostrom. Das EEG 2000 öffnete das Gesetz vor dem Hintergrund der Liberalisierung des Strommarktes für alle Unternehmen, inklusive staatlichen und teilweise staatlichen Akteuren. Aufgrund der EU-Richtlinie für Strom aus erneuerbaren Energien von 2001 nahm das EEG 2004 Anpassungen an das EU-Recht vor. Mit dem EEG 2008

¹ Siehe Kapitel 6.1.

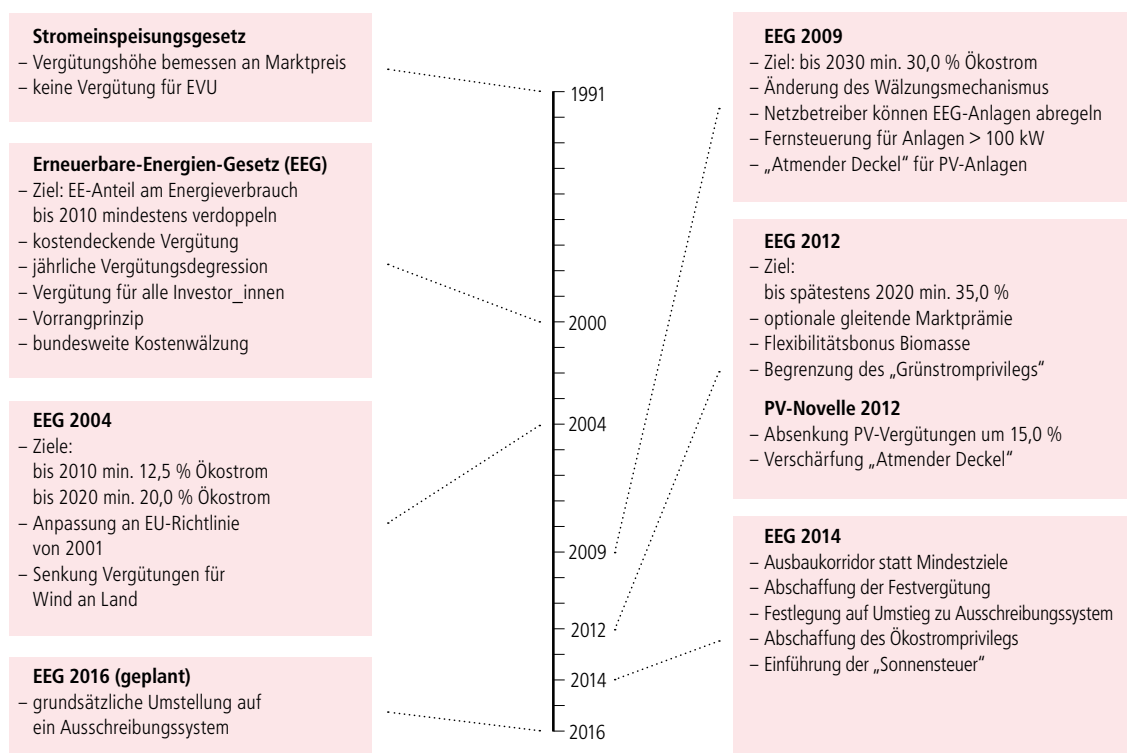
wurde der Wälzungsmechanismus geändert. Seitdem müssen die Stromhändler den EEG-Strom nicht mehr physisch abnehmen. Vielmehr müssen sie nur noch die durch die Vergütungspflicht entstehenden durchschnittlichen Kosten übernehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber verkaufen den EEG-Strom nun an der Strombörse.² Damit wurden Anforderungen des liberalisierten Strommarktes erfüllt.

3.1.4 ZIELE

Mit dem EEG 2000 wurde erstmals ein Ziel für den Ökostromausbau festgelegt. Aufgrund des überraschend schnellen Ausbaus der Ökostromanlagen wurden die Ausbauziele mit jeder größeren EEG-Novelle bis einschließlich des EEG 2012 erhöht. Seit dem EEG 2000 handelte es sich immer um Mindestziele, die im EEG 2012 bei einem Anteil am Stromverbrauch bei „mindestens... 35 Prozent bis spätestens 2020“ lagen. Die spätestens zu erreichenden Mindestziele für 2030, 2040 und 2050 lauteten damals 50 Prozent, 65 Prozent und 80 Prozent.

² Mit dem Wälzungsmechanismus werden der EEG-Strom bzw. die durch die Vergütung der EEG-Anlagen seitens der Netzbetreiber entstehenden Kosten auf alle Stromhändler verteilt. Vor 2010 mussten sie den durch das EEG finanzierten Strom physisch abnehmen und die entsprechenden Vergütungen zahlen. Seit 2010 wird der EEG-Strom von den Übertragungsnetzbetreibern an der Börse verkauft und nicht mehr physisch an die Stromhändler weitergeleitet. Diese müssen nun nur noch ihren Anteil an der EEG-Umlage finanzieren und können dies an ihre Endkund_innen weiterreichen.

Abbildung 1
Die Evolution vom Stromeinspeisungsgesetz 1991 zum EEG 2016



Diese Ziele wurden bislang immer übererfüllt – was lange von der Politik begrüßt wurde (Spiegel Online 2006; BMU 16.3.2011). Mit dem EEG 2014 wird dieses Prinzip aufgegeben und durch einen Ausbaukorridor ersetzt, der einem Ausbaudeckel entspricht. Dieser Korridor orientiert sich exakt an den Mindestzielen des EEG 2012. Demnach soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2025 bei 42,5 und bis 2035 bei 57,5 Prozent liegen. Abweichungen von maximal 2,5 Prozent nach oben und unten sind jeweils erlaubt (EEG 2014: § 1 Abs. 2). Eine Fortführung des Ausbaus der letzten Jahre würde zu deutlich höheren Ökostromanteilen führen.

3.1.5 DER SYSTEMWECHSEL 2014 UND 2016

Mit dem EEG 2014 wurde die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem eingeleitet. Das EEG 2014 ermächtigt die Bundesregierung, per Verordnung bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen sogenannte Pilotausschreibungen durchzuführen. Davon hat die Bundesregierung Gebrauch gemacht. Mit dem in der politischen Abstimmung befindlichen EEG 2016 (BMWi 2015a) soll das Ausschreibungssystem auch auf Windenergie an Land und große gebäudegebundene Photovoltaikanlagen ausgeweitet werden. Für Offshore-Windenergie soll dies in einem ebenfalls in der Abstimmung befindlichen eigenen Gesetz erfolgen. Damit werden insbesondere zwei Ziele verfolgt:

1. Die Vergütungshöhen sollen gesenkt werden (CDU/CSU/SPD 2013: 54).
2. Es soll verlässlich verhindert werden, dass ein vorgesehener Ausbaupfad überschritten wird (BMWi 2015a: 1 f.; Bauchmüller 2013).

3.2 DER BISHERIGE ERFOLG DES EEG

Die wichtigsten Gründe für das EEG sind die Unterstützung des Atomausstiegs und der Klimaschutz. Der Aufbau einer alternativen Stromerzeugungsstruktur sollte dies unterstützen. Tatsächlich hat kein politisches Instrument die Energiewirtschaft stärker verändert als das EEG. Im Folgenden werden diese Erfolge und weitere positive Nebeneffekte des EEG skizziert. Sie haben dazu beigetragen, dass die Kernelemente des EEG von zahlreichen Ländern im Grundsatz übernommen wurden (BMU 2007: 33; NGO 2015).

Klima- und Umweltschutz

Zahlreiche politische Instrumente und Maßnahmen fördern die Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Dazu zählen das Emissionshandelssystem, das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, die Energieeinsparverordnung, die ökologische Steuer- und Finanzreform oder das Marktanzreizprogramm erneuerbare Energien. Bereits für das Jahr 2006 gilt aber: Kein Instrument kommt auf vergleichbare CO₂-Reduktionen wie das EEG (BMU 2007: 12). Während das EEG damals noch zur Reduktion von rund 44 Millionen Tonnen Treibhausgasen führte, waren es 2014 aufgrund der erzeugten 136 TWh Ökostrom bereits gut 90 Millionen Tonnen (BMUB 2015: 51). Dank des kräftigen Wachstums der Ökostromerzeugung im Jahr 2015 stieg die Reduktion um mehr als

10 Millionen auf über 100 Millionen Tonnen. Alle erneuerbaren Energien zusammen – also den Wärme/Kälte- und Verkehrssektor mitgerechnet – führen zu einer Emissionsreduktion von knapp 170 Millionen Tonnen (BMWi 2016b: 10). Zum Vergleich: Die gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands lagen 2014 bei rund 900 Millionen Tonnen (UBA 2016).

Die klimaschützende Wirkung des Ökostromausbaus wirkte sich positiv auf die Gesamtemissionen der Energiewirtschaft aus. Die Treibhausgasemissionen des gesamten Stromsektors sind zwischen 2000 und 2015 um rund 13 Millionen Tonnen CO₂ gesunken. Damit hat der gestiegene Ökostromanteil weitere Veränderungen im Strommarkt überkompensiert, die grundsätzlich zu steigenden Emissionen geführt hätten. Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat dies verhindert. Zu nennen sind insbesondere:

1. Der Brutto-Inlandsstromverbrauch ist zwischen 2000 und 2015 von knapp 577 auf rund 597 TWh/a gestiegen.
2. Bei der Außenhandelsbilanz im Strombereich gab es eine Trendwende. Während Deutschland im Jahr 2000 netto rund 3 TWh importierte, wurden im Jahr 2015 netto rund 61 TWh exportiert.
3. Beide vorgenannten Punkte trugen dazu bei, dass die Stromproduktion in Deutschland von knapp 577 TWh in 2000 auf gut 647 TWh in 2015 stieg – also um gut zwölf Prozent.
4. Seit 2000 wurden elf Atomkraftwerke mit einer Leistung von rund 11 GW vom Netz genommen. Die entspricht einer jährlichen Stromproduktion von rund 90 TWh bzw. rund 14 Prozent des aktuellen Strombedarfs (Agora Energiewende 2016: 10, 11, 21, 32).

Die Emission von Treibhausgasen durch fossile Kraftwerke führt, genauso wie die Emission traditioneller Luftschadstoffe, zu Umweltschäden und damit zu volkswirtschaftlichen Kosten. Der Einsatz erneuerbarer Energien reduziert diese Kosten. Bereits im Jahr 2012 haben die erneuerbaren Energien allein im Strombereich Umweltschäden in Höhe von gut 9 Milliarden Euro vermieden. Der größte Teil dieser Einsparungen ist auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen zurückzuführen (BMU 2013a: 52).

Technologische Entwicklung

Das EEG hat zu einem intensiven globalen Wettbewerb zwischen Anlagenhersteller_innen und Projektplaner_innen geführt und damit viele Innovationen und eine enorme technologische Entwicklung ermöglicht. Durch die so mobilisierten Marktkräfte wurden die Kosten für Strom aus Photovoltaikanlagen und damit die Vergütungshöhe für Solarstrom seit 2004 um über 80 Prozent gesenkt (EEG 2004: § 11.1 f.; EEG 2014: § 51.1 f.). Eine moderne Windenergieanlage an Land erzeugt heute etwa neun Mal so viel Strom wie eine Anlage Mitte der 1990er-Jahre (BWE 2015: 12). Darüber hinaus tragen Windenergieanlagen heute dazu bei, das Stromnetz stabil zu halten. Damit sind Wind- und Photovoltaikanlagen inzwischen für zahlreiche Länder eine wirtschaftliche Alternative zu konventionellen Kraftwerken. Das ist für den globalen Klimaschutz und die wirtschaftliche Entwicklung vieler Schwellen- und Entwicklungsländer von enormer Bedeutung.

Arbeitsplätze

Die Zahl der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien hat mit deren Wachstum stark zugenommen. Insgesamt – also in den Bereichen Strom, Wärme/Kälte und Verkehr – stieg die Zahl der Beschäftigten zwischen 2004 und 2012 von rund 160 auf knapp 400.000. Im vom EEG direkt beeinflussten Strombereich gab es einen Zuwachs von rund 100 auf rund 225.000 Arbeitsplätze (DLR et al. 2015: 3). Aufgrund der spezifischen Situation fiel die Zahl der Arbeitsplätze in der Photovoltaikbranche von rund 125.000 im Jahr 2011 auf nur noch rund 40.000 im Jahr 2014 (vgl. Abbildung 2). Gründe dafür sind der in nur zwei Jahren um rund drei Viertel zurückgegangene Photovoltaikausbau in Deutschland, die starke Konkurrenz u. a. aus China, die viele deutsche Modulproduzent_innen verdrängt hat, und der enorme Effizienzgewinn bei der Produktion der Module, ohne die die beeindruckende Kostensenkung nicht möglich gewesen wäre (BMW 2016a: 12).

Trotz des Rückgangs der Arbeitsplatzzahlen bei der Photovoltaik sind im Bereich der erneuerbaren Energien heute deutlich mehr Menschen beschäftigt als zu Beginn der Energiewende im Jahr 2000 im gesamten Kohlebereich (vgl. Abbildung 2). Dort kam es bereits deutlich lange vor der Energiewende zu massiven Arbeitsplatzverlusten. Im Jahr 1960 wurden allein in der Steinkohleindustrie – ohne den Kraft-

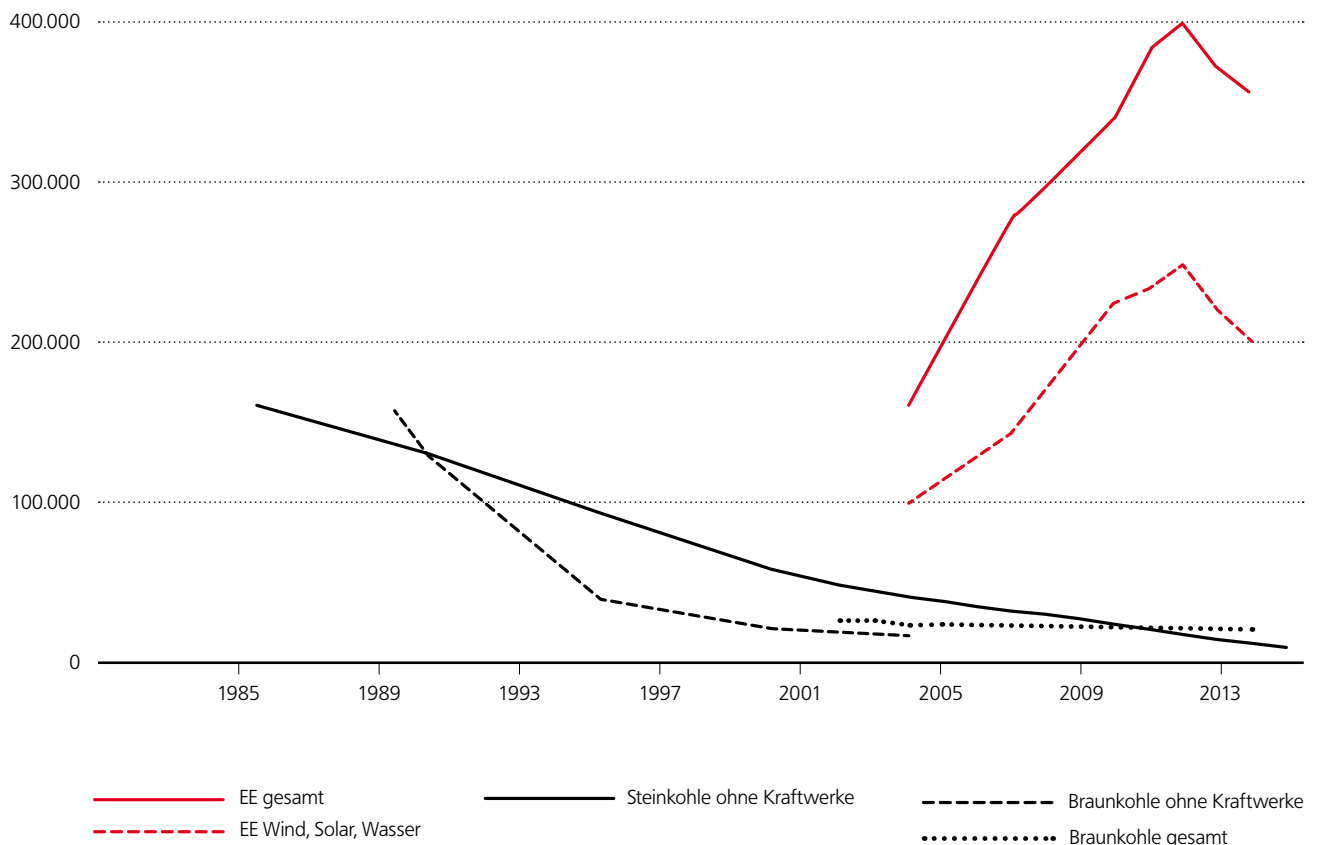
werksbetrieb – rund 500.000 Menschen beschäftigt – heute sind es nur noch rund 10.000. Bereits im Jahr 2010, als sich das Wachstum der erneuerbaren Energien spürbar beschleunigte, waren es nur gut 24.000. Auch im Braunkohlesektor sank die Zahl der Beschäftigten bereits vor dem Beginn der Energiewende deutlich. Nachdem im Jahr 1989 noch über 150.000 Menschen mit der Braunkohle ihr Geld verdienten, waren es im Jahr 2000 nur noch gut 21.000. Diese Beschäftigtenzahl hat sich seitdem kaum verändert (Statistik der Kohlewirtschaft 2015: 36, 46).

Insgesamt sind seit der Vereinigung der beiden Deutschlands deutlich mehr Arbeitsplätze im Kohlebereich verloren gegangen, als heute noch vorhanden sind. Die entsprechenden Regionen mussten bereits einen sehr starken Strukturwandel durchlaufen. Dieser Prozess würde sich auch ohne Energiewende fortsetzen, da z. B. der heimische Kohleabbau weiter reduziert wird und weitere Effizienzmaßnahmen durchgeführt werden. Die Energiewende wird diesen Strukturwandel allerdings beschleunigen.

Eingesparte Energieimporte und Energiesicherheit

Nicht nur Mineralöl, auch Erdgas, Steinkohle und Uran werden in Deutschland kaum gefördert und müssen daher importiert werden. Das Bundeswirtschaftsministerium stellt dazu fest:

Abbildung 2
Entwicklung der Beschäftigung im Bereich der Kohleindustrie und bei den erneuerbaren Energien



Quelle: Eigene Darstellung nach Statistik der Kohlewirtschaft 2015: 36, 46; GWS et al. 2015: 3; DLR et al. 2015: 10.

„Energieimporte können je nach Herkunftsland mit Risiken verbunden sein. Diese umfassen sowohl Mengenrisiken (Ausfall eines Produzenten durch Katastrophe oder Krieg) als auch Preisrisiken in Form von unerwarteten Preisanstiegen. Erneuerbare Energien können diese Importabhängigkeiten deutlich reduzieren und somit die Energiesicherheit erhöhen“ (BMWi 2015b: 22).

Im Jahr 2012 wurden alleine im Strombereich durch die erneuerbaren Energien knapp 8 Millionen Tonnen Braunkohle, knapp 33 Millionen Tonnen Steinkohle und gut 12 Milliarden Kubikmeter Erdgasimporte eingespart. Diese hatten einen Wert von knapp 4 Milliarden Euro. In allen Bereichen – also Strom, Wärme/Kälte und Verkehr – führte der Einsatz erneuerbarer Energien zu einer Reduktion von Energieimportkosten im Wert von rund 10 Milliarden Euro (BMU 2013a: 28 f.).

3.3 DIE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ZIELTRIAS

Seit vielen Jahren orientiert sich die deutsche wie die europäische Energiepolitik an der energiewirtschaftlichen Zieltrias, die u. a. im Energiewirtschaftsgesetz definiert ist. Sie besagt, dass die Ziele der Wirtschaftlichkeit, des Umweltschutzes und der Versorgungssicherheit gleichrangig verfolgt werden müssen (Deutscher Bundestag 2015: § 1 Abs. 1). Entsprechend sollte jedes energiepolitische Instrument und jede Änderung eines solchen Instruments an erster Stelle an diesen drei Kriterien gemessen werden.

3.3.1 WIRTSCHAFTLICHKEIT/STROMKOSTEN

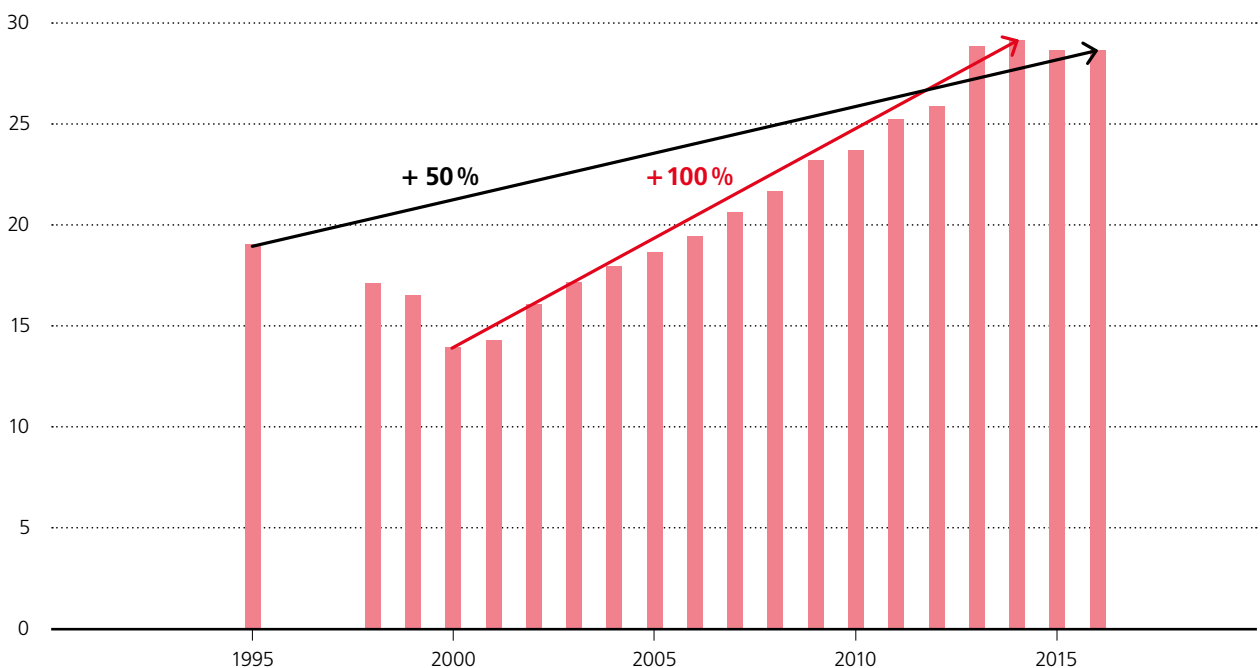
Die Strompreisentwicklung

In der Diskussion um die Kosten des EEG wird insbesondere auf den im Vergleich zum Jahr 2000 um rund 100 Prozent gestiegenen Strompreis für private Haushalte und die zwischen 2009 und 2014 stark gestiegene EEG-Umlage hingewiesen. Beides führt allerdings zu Schlussfolgerungen, die nicht belastbar sind.³

Denn der Strompreis war im Jahr 2000 extrem niedrig – und damit die Strompreissteigerung im Vergleich zu diesem Jahr besonders hoch. Fünf Jahre vorher, im Jahr 1995, lag der Strompreis deutlich höher (BDEW 2016a; BMWi/BMU 2006: 25). Grund für den Preisverfall zwischen 1995 und 2000 war der neue und intensive Wettbewerb, der zu Beginn der Strommarktliberalisierung vor der Jahrtausendwende zu Dumpingpreisen geführt hat. Im Vergleich zu 1995 ist somit der Preisanstieg bei Haushaltsstrom bei Weitem nicht so dramatisch wie im Vergleich zu 2000 und nur unwesentlich höher als die allgemeine Inflation in Höhe von 34 Prozent (vgl. Abbildung 3) (Destatis 2015). Der Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben ist mit rund 2,3 Prozent heute in etwa so hoch wie im Jahr 1986, sank aber in der Zwischenzeit aufgrund der Liberalisierung der Strommärkte auf bis zu 1,8 Pro-

³ Siehe Kapitel 6.2.1, zu den Folgen der Strompreisentwicklung für die Wirtschaft siehe Kapitel 6.2.2.

Abbildung 3
Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises für einen Haushalt (Jahresverbrauch 3.500 kWh) von 1995 bis 2016



Quelle: Eigene Darstellung nach BDEW 2016a; BMWi/BMU 2006: 25.

zent. Bei Haushalten mit den niedrigsten zehn Prozent Haushaltseinkommen liegt er derzeit bei etwa 4,5 Prozent.

Um diese Haushalte zu entlasten, könnte die Strompreissteigerung der letzten Jahre bei der Festlegung der Höhe von Grundsicherung, Wohngeld und Bafög angemessen berücksichtigt werden. Dies würde zu Kosten von weniger als 150 Millionen Euro pro Jahr führen, die vom Staatshaushalt getragen werden müssten (DIW 2012: 4). Um allein den Strompreisanstieg von 2012 zu 2013 in Höhe von 3 Ct/kWh auszugleichen, wären dagegen über 10.000 Millionen Euro Steuergelder notwendig – jedes Jahr. Denn damit würde für alle Stromkund_innen der Strompreis subventioniert und gesenkt – auch für diejenigen, die ohne große Not die heutigen Strompreise bezahlen können. Ferner würde damit der ökonomische Anreiz gesenkt, im Strombereich in Effizienzmaßnahmen zu investieren.

Die Kosten des aktuellen Ökostromausbaus

Unabhängig davon sollte beim Ausbau der erneuerbaren Energien darauf geachtet werden, dass die Kosten für die Verbraucher_innen angemessen sind. Um dies beurteilen zu können, ist die EEG-Umlage als Kostenindikator völlig ungeeignet. Ein besserer und sachgerechter offizieller Kostenindikator ist daher notwendig. Dieser aber fehlt bislang (Nestle 2015).

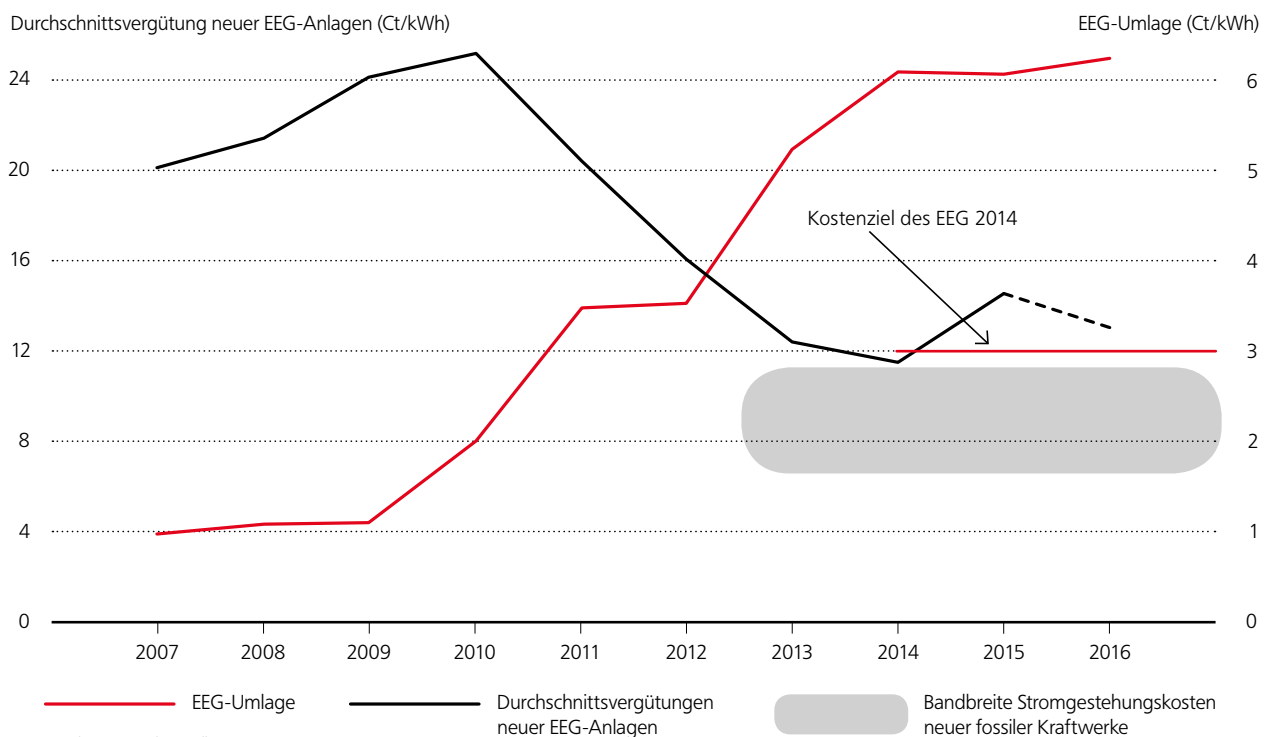
Dennoch soll hier kurz auf die Entwicklung der EEG-Umlage eingegangen werden. Bis zum Jahr 2009 lag sie unter oder nur unwesentlich über 1 Ct/kWh (BMW 2016a: 29). Sie machte sowohl bei Standardtarifen als auch bei Industrie-

stromverträgen nur einen sehr kleinen Anteil am Gesamtstrompreis aus. Auch der Beitrag am steigenden Strompreis war damals gering (BDEW 2010: 27 f.). Ab 2010 ist die EEG-Umlage dagegen in nur fünf Jahren auf über 6 Ct/kWh gestiegen (BMW 2016a: 29). Damit beträgt ihr Anteil an den durchschnittlichen Haushaltsstrompreisen heute rund ein Fünftel (BDEW 2016a: 7).

Dieser starke Anstieg der EEG-Umlage zwischen 2010 und 2014 erweckte den Eindruck, dass die neuen EEG-Anlagen immer teurer geworden wären. Tatsächlich sind die Kosten, die neue EEG-Anlagen verursachen, in genau diesem Zeitraum massiv gefallen (vgl. Abbildung 4). Dafür gibt es vor allem folgende Gründe:⁴ erstens die deutlichen Kostensenkungen der Ökostromtechnologien, insbesondere der Photovoltaik. Und zweitens der deutlich gestiegene Anteil der günstigen Ökostromtechnologien bei den neu in Betrieb gegangenen EEG-Anlagen, vor allem von Windenergie an Land. So sind die durchschnittlichen Vergütungen für neue EEG-Anlagen zwischen 2010 und 2014 um mehr als die Hälfte gesunken. Sie lagen im Jahr 2014 unter 12 Ct/kWh – dem Ziel des EEG 2014, das erst im August 2014 in Kraft trat. Entsprechend sank auch der Beitrag der im Jahr 2014 installierten EEG-Anlagen zur EEG-Umlage massiv – und damit die Kosten für die Verbraucher_innen (EnKliP 2014: 6 f.). So tragen beispielsweise 2.500 MW neue Windenergieanlagen an Land zu nur knapp 0,1 Ct/kWh zur EEG-Umlage bei (EnKliP 2016: 39).

⁴ Siehe ausführlicher Kapitel 6.2.3.

Abbildung 4 Entwicklung der EEG-Umlage im Vergleich zur Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung von EEG-Anlagen eines Jahrgangs



Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung.

Die tatsächlichen Kosten des Ökostromausbaus sind also stark gesunken, während die EEG-Umlage massiv stieg. Dieser vermeintliche Widerspruch ist darin begründet, dass die Umlage nicht nur durch die steigende Ökostromproduktion, sondern auch durch zahlreiche Faktoren beeinflusst wird, die in keinem Zusammenhang mit den Kosten des aktuellen Ausbaus erneuerbarer Energien stehen. Zu diesen Faktoren gehören Nachholeffekte aufgrund einer vorher zu hohen oder zu niedrigen Umlage, ein fallender Strompreis am Großmarkt wie der Börse, eine sich ändernde Entlastung der Industrie, die Einführung einer Liquiditätsreserve bzw. deren Änderung oder die Änderung des Wälzungsmechanismus.⁵

Darüber hinaus wird bei der Ermittlung der EEG-Umlage vernachlässigt, dass die Stromgestehungskosten neuer fossiler und nuklearer Kraftwerke deutlich höher liegen als der Strompreis an der Börse, der für dieses Jahr auf rund 3,1 Ct/kWh abgeschätzt wird (50Herz et al. 2015: 10). Dieser wird aber als Vergleich zu den Vergütungen für EEG-Anlagen herangezogen. Damit erscheint ein neuer Windpark an Land deutlich teurer, als es ein neues Erdgas- oder Kohlekraftwerk wäre. Windräder an Land, die derzeit ans Netz gehen, werden dagegen nach EEG in den ersten Jahren mit knapp 8,7 Ct/kWh vergütet (BNetzA 2016), während neue fossile Kraftwerke Stromgestehungskosten von 7 bis 11 Ct/kWh aufweisen (BMW 2014a: 3). Aufgrund der in großen Teilen veralteten fossilen Kraftwerke, des Atomausstiegs bis spätestens 2022 und des notwendigen Klimaschutzes muss der deutsche Kraftwerkspark aber unabhängig von der Energiewende modernisiert werden. Daher ist der Kostenvergleich zum niedrigen Strompreis an der Börse irritierend. Der Vergleich zu den Kosten neuer konventioneller Kraftwerke führt zu deutlich niedrigeren Werten. Die oben genannten 0,1 Ct/kWh, die 2.500 MW Windenergieanlagen an Land zur EEG-Umlage beisteuern, sind also deutlich mehr als die tatsächlichen Zusatzkosten für Verbraucher_innen.

3.3.2 UMWELTSCHUTZ

Die Herausforderungen, die der Umwelt- und insbesondere der Klimaschutz an die Energiepolitik stellen, sind sehr anspruchsvoll. So schrieb Kofi Annan, ehemaliger Generalsekretär der Vereinten Nationen, im Jahr 2014 in der *Süddeutschen Zeitung*: Die Klimakrise „bedroht schon heute das Wohlergehen von Hunderten Millionen Menschen, und in Zukunft werden es weitere Milliarden Menschen sein. Seine Folgen untergraben das Menschenrecht auf Nahrung, Wasser, Gesundheit und Schutz [...]“ (Annan 2014). Viele der bedrohten Menschen werden in ihrer Heimat keine Perspektive mehr sehen können und gezwungen sein, sie zu verlassen. Einige derer, die über ausreichende Mittel verfügen, werden versuchen, in Europa Schutz und Lebensperspektiven zu finden.

Um die Folgen der Klimakrise zu begrenzen, hat die Weltgemeinschaft im Dezember 2015 in Paris ein sehr anspruchsvolles Klimaabkommen beschlossen. Mit ihm soll der globale Temperaturanstieg auf deutlich unter 2 Grad beschränkt werden, wenn möglich auf nur 1,5 Grad. Um dies zu erreichen,

sollen die globalen Anstrengungen für den Klimaschutz verstärkt werden (United Nations 2015: Artikel 2). So dürfen laut Internationaler Energieagentur die durchschnittlichen CO₂-Emissionen bei der Stromproduktion im Jahr 2050 nicht über 15 g/kWh liegen, wenn das 2-Grad-Ziel erreicht werden soll (IEA 2016: 11). Da die Emissionen fossiler Kraftwerke zwischen gut 300 g/kWh für ein besonders effizientes Erdgaskraftwerk und über 1.200 g/kWh für ein Braunkohlekraftwerk liegen (BMU 2011: 24), wäre deren Einsatz dann praktisch nicht mehr möglich. Um näher an das 1,5-Grad-Ziel heranzukommen, müssen die Emissionen schneller auf diesen Wert gesenkt und fossile Kraftwerke schneller durch erneuerbare Energien substituiert werden.

Das Paris-Abkommen kann somit als Aufforderung auch an Europa und damit an Deutschland verstanden werden, seine Klimaschutzanstrengungen zu erhöhen (Deutschlandradio Kultur 2015). Denn bei einem Ökostromanteil von mindestens 80 Prozent im Jahr 2050 – dem Ziel der Bundesregierung und der Regierungskoalition – sind nach dem Atomausstieg noch bis zu 20 Prozent fossiler Strom im Netz (EEG 2014: § 1 Abs. 2). Durchschnittliche Treibhausgasemissionen von 15 g/kWh sind so nicht zu erreichen. Das 80-Prozent-Ökostrom-Ziel ist somit mit dem Pariser Klimaabkommen kaum vereinbar. Zumindest aber sollte sichergestellt werden, dass Deutschland sein bisheriges politisches Ziel tatsächlich verlässlich erreicht, nämlich die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 bis 2020 um mindestens 40 Prozent und bis 2050 um mindestens 80 bis 95 Prozent zu senken. Dies erscheint auch nach der Verabschiedung des Aktionsprogramms Klimaschutz in 2014 zumindest fraglich (BMUB 2014; DIW 2015a: 4; BUND 2015: 2).

Da der Stromsektor rund 40 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortet, kommt dem Ausbau der Ökostromtechnologien eine besondere Rolle zu (UBA 2015a, 2014a: 6). Dies gilt umso mehr, als Ökostrom – wie zunehmend gefordert – auch eine zentrale Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärme- und Kältebereiches sowie des Mobilitätssektors spielen soll. Damit dürfte der Stromverbrauch mittel- bis langfristig vermutlich steigen. Hinzu kommt, dass die bis spätestens 2022 abzuschaltenden Atomkraftwerke durch andere Technologien ersetzt werden müssen – aus Gründen des Klimaschutzes kommen neben Verbesserungen beim effizienten Einsatz von Strom vor allem erneuerbare Energien infrage. Der schnelle Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen wird damit immer stärker eine notwendige Voraussetzung für die Zielerreichung beim Klimaschutz und das Gelingen der Energiewende insgesamt.

3.3.3 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Da Wind und Sonne nur unregelmäßig zur Verfügung stehen, gibt es die Sorge, dass eine stark auf diese Energiequellen basierende Stromversorgung die Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnte. Diese sollte aber während der Energiewende und nach ihrem Abschluss auf dem in Deutschland gewohnten Niveau bleiben. Tatsächlich hat sie sich bis heute stetig verbessert – trotz des schnellen Ökostromausbaus. So ist der durchschnittliche ungeplante Stromausfall von 23 Minuten im Jahr 2004 (BNetzA 2006: 53) kontinuierlich

⁵ Siehe ausführlicher Kapitel 6.2.3. Zur Änderung des Wälzungsmechanismus siehe Fußnote 2.

auf nur noch knapp zwölf Minuten im Jahr 2014 gefallen. Dies ist international ein Spitzenwert (VDE 2015).

Auch hat das Stromsystem den „Stresstest“ der partiellen Sonnenfinsternis im März 2015 gut bestanden. Dabei gingen innerhalb einer knappen Stunde rund 8 Gigawatt Photovoltaikleistung vom Netz, kurz darauf stieg die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen innerhalb einer guten Stunde um 15 Gigawatt (IWES 2015). Solche Situationen werden – beim Ausbaupfad der Bundesregierung – erst im Jahr 2030 die Regel sein, als Einzelereignis konnte jedoch Vergleichbares schon 2015 weitgehend problemlos bewältigt werden (Agora Energiewende 2015a). Damit erscheint es realistisch, dass auch bei einem weiter schnellen Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne die sehr hohe Versorgungssicherheit erhalten werden kann. Eine verstärkte europäische Zusammenarbeit und eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Mitgliedstaaten würde dies wirksam unterstützen.

3.4 WEITERE ZIELE DER BUNDESREGIERUNG

Akteursvielfalt und Bürgerenergie

Die aktive Beteiligung von vielen kleinen, mittleren und großen, neuen und traditionellen Akteuren hat bislang die Energiewende massiv vorangebracht. Diese Akteursvielfalt hat für Wettbewerb gesorgt, Innovationen angereizt, zu Kostensenkungen geführt und die Qualität der Anlagen verbessert. Wichtiger Teil dieser Akteursvielfalt war und sind Bürgerenergieorganisationen. An etwa jeder zweiten im Jahr 2012 durch das EEG finanzierten Kilowattstunde Ökostrom waren Bürger_innen beteiligt (trend:research/Leuphana Universität Lüneburg 2013: 45). Ohne Bürgerenergie wäre somit der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch heute deutlich niedriger, die CO₂-Emissionen des Stromsystems deutlich höher und die Erreichung des Klimaziels 2020 deutlich unwahrscheinlicher. Auch zukünftig ist eine große Akteursvielfalt und die Beteiligung von Bürger_innen an Ökostromprojekten – auch und gerade die finanzielle Beteiligung – für das Gelingen der Energiewende zentral.

Daher haben die CDU, CSU und SPD im Koalitionsvertrag versichert, darauf zu achten, dass eine „breite Bürgerbeteiligung möglich“ und die „bestehende Vielfalt der Akteure erhalten bleibt“ (CDU/CSU/SPD 2013: 54 f.). Diesen Anspruch hat die Bundesregierung in verschiedenen Papieren immer wieder bekräftigt (BMWi 2015a: 2).

Marktliberalisierung

Nicht zuletzt wird in der Diskussion um die Gestaltung der Energiewende häufig das Ziel betont, dass marktwirtschaftliche Instrumente genutzt werden müssten bzw. die bestehenden politischen Instrumente marktwirtschaftlicher ausgestaltet werden sollten. So macht der vorgesehene Ausbau der erneuerbaren Energien laut BMWi „eine stärkere Integration der erneuerbaren Energien in die Strommärkte erforderlich“ (BMWi 2015a: 1). Laut Koalitionsvertrag „brauchen wir eine stärker marktwirtschaftlich orientierte Förderung“ der erneuerbaren Energien im Strombereich. Sie sollen ferner perspektivisch

„ohne Förderung am Markt bestehen“ (CDU/CSU/SPD 2013: 53 f.). Wie Letzteres praktisch umgesetzt werden kann, ist allerdings bislang nicht beschrieben worden.⁶

An dieser Stelle soll angemerkt werden, dass die Forderung nach „mehr Markt in der Energiewende“ kein Ziel an sich darstellen, sondern zum Erreichen verschiedener konkreter Ziele beitragen sollte. Sie sollte in der Energiewirtschaft insbesondere dazu beitragen, alle drei Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias besser oder zumindest gleich gut zu erfüllen, aber auch die Akteursvielfalt erhalten. An diesen Zielen sollten Vorschläge und Reformen, die auf „mehr Markt“ abzielen, gemessen werden. Sollte eine Maßnahme zur Marktliberalisierung der Erfüllung dieser Ziele entgegenstehen, wäre zu überprüfen, inwieweit sie dennoch umgesetzt werden sollte.

3.5. DER EUROPÄISCHE RECHTSRAHMEN

EU-Richtlinien für erneuerbare Energien

Das Zusammenspiel zwischen nationalen Finanzierungsinstrumenten für erneuerbare Energien im Strombereich und den europäischen Regeln für die Energiewirtschaft und den Umweltschutz wird seit vielen Jahren diskutiert. Um den nationalen Finanzierungsregimen einen europäischen Rechtsrahmen zu geben, wurde erstmals 2001 eine europäische Richtlinie für erneuerbare Energien von der Europäischen Kommission, dem Europäischen Rat und dem Europäischen Parlament verabschiedet (EU 2001). Sie wurde im Jahr 2009 novelliert (EU 2009). Beide Richtlinien mussten von den Mitgliedstaaten der EU in nationales Recht umgesetzt werden. In beiden Richtlinien werden für jeden Mitgliedstaat konkrete Ziele für den Ökostromausbau benannt, die Fortschritte der einzelnen Mitgliedstaaten werden regelmäßig überprüft. Damit sind alle Mitgliedstaaten in der Pflicht, den Ökostromausbau voranzutreiben und entsprechende Finanzierungsinstrumente zu installieren. Dies stellt einen gemeinsamen und in der Europäischen Union abgestimmten Ausbau der erneuerbaren Energien sicher.

Der europäische Binnenmarkt

Ein wichtiges übergreifendes Ziel der Europäischen Union ist der europäische Binnenmarkt. In ihm sollen u. a. ein freier Warenverkehr innerhalb der Europäischen Union geschaffen werden, ferner sollen Dienstleister_innen eines Mitgliedstaates ihre Dienstleistungen in allen anderen Mitgliedstaaten anbieten können. Teilweise wird daraus geschlossen, dass beispielsweise eine Windenergieanlage in Italien ein Anrecht auf die Einspeisevergütung haben müsse, die die gleiche Anlage aufgrund des EEG in Deutschland hat. Die Umsetzung des europäischen Binnenmarkts könne daher nur durch ein gemeinsames europäisches Finanzierungsinstrument für Ökostrom erfolgen.

Als Mittel zur Harmonisierung der Finanzierungssysteme für Ökostrom wird vielfach das Quotensystem genannt (ifo

⁶ Siehe Kapitel 4.5.1.

2012; RWI 2012: 23; Monopolkommission 2011: 34). Zurzeit versucht die Europäische Kommission mit den aktuellen Leitlinien für Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz und Energie für 2014 bis 2020 eine Harmonisierung durchzusetzen, indem sie für die Finanzierung von Ökostromanlagen grundsätzlich ein Ausschreibungssystem vorschreibt (s. u.) (Europäische Kommission 2014). Eine europäische Harmonisierung ist auch im Rahmen einer administrativ bestimmten Einspeisevergütung möglich, konkrete Umsetzungsvorschläge liegen vor (Muñoz 2007: 3104–3114).

Die oben genannten EU-Richtlinien stellen es allerdings jedem Mitgliedstaat explizit frei, für die Finanzierung der erneuerbaren Energien das Finanzierungsinstrument zu wählen: „Die Mitgliedstaaten haben unterschiedliche Potenziale im Bereich der erneuerbaren Energien und wenden auf nationaler Ebene unterschiedliche Regelungen zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen an“ (EU 2009: Erwägungsgrund 25).

Das EU-Beihilferecht

Die geltenden Leitlinien der Europäischen Kommission für Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz und Energie für 2014 bis 2020 vom Juni 2014 sehen vor, dass alle EU-Mitgliedstaaten die Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien grundsätzlich auf Ausschreibesysteme umstellen (Europäische Kommission 2014: Randnummer 126). Damit folgte der formale Beschluss der Kommission den Festlegungen der deutschen Regierungsparteien und der Bundesregierung, die bereits 2013 im Koalitionsvertrag bzw. im Januar 2014 im BMWi-Eckpunktepapier für das EEG 2014 die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem vereinbarten (CDU/CSU/SPD 2013: 54; BMWi 2014a: 2).

Leitlinien im Beihilferecht haben keine Rechtskraft. Vielmehr sollen sie der Europäischen Kommission dabei helfen, bestehendes Recht konkret anzuwenden. Grundsätzlich hat sich die Kommission verpflichtet, diese Leitlinien auch tatsächlich zur Grundlage von Entscheidungen zu machen. Ungeachtet dessen besteht diese Anwendungspflicht allerdings nicht. Damit besteht – in der Theorie – die Möglichkeit, dass Mitgliedstaaten von Beihilfeleitlinien abweichen und die Kommission dies auch nicht beanstandet. Beispiele dazu gibt es. Vor diesem Hintergrund ist bemerkenswert, dass seitens der EU-Kommission beim im Bau befindlichen britischen Atomkraftwerk Hinkley Point C umfangreiche Staatsbürgschaften und eine über 35 Jahre garantierte feste Einspeisevergütung mit Inflationsbereich akzeptiert wird (Reuters 2013). Hier sollte zumindest eine Gleichbehandlung der erneuerbaren Energien mit Atomenergie herrschen.

Die Leitlinien sind ferner ausschließlich auf tatsächliche staatliche Beihilfen anzuwenden. Die Bundesregierung verneint ausdrücklich, dass durch das EEG staatliche Beihilfen gewährt werden, und hat entsprechend dagegen geklagt, dass die Europäische Kommission das EEG 2012 als Beihilfe einordnet. Nach Ansicht der Bundesregierung kommen somit die oben beschriebenen Leitlinien beim EEG gar nicht zur Anwendung – und müssten entsprechend nicht beachtet werden. Dies soll mit der Klage grundsätzlich geklärt werden (solarserver.de 2015). Zwar scheiterte die Bundesregierung mit ihrer Klage am Europäischen Gerichtshof in Luxemburg,

eine Revision ist aber möglich (Gericht der Europäischen Union 2016).

Nicht zuletzt wird infrage gestellt, ob die Kommission mit der Forderung in den Leitlinien, den Ökostromausbau grundsätzlich nur noch über ein Ausschreibungssystem durchzuführen, nicht unzulässig ihre Kompetenz überschritten hat. Denn die genannte EU-Richtlinie für erneuerbare Energien, die von allen drei Institutionen der EU (Europäische Kommission, Europäischer Rat und Europäisches Parlament) verabschiedet wurde, stellt explizit fest, dass es den Mitgliedstaaten freigestellt ist, mit welchem Instrument sie den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben wollen (EU 2009: Erwägungsgrund 125). Vor diesem Hintergrund ist abzuwarten, ob die ausschließlich von der Europäischen Kommission verabschiedete grundsätzliche Pflicht eines Ausschreibungssystems von den anderen beiden europäischen Institutionen bei der kommenden Novelle der Richtlinie so übernommen wird.

Unabhängig von der Frage, ob die aktuellen Leitlinien der Europäischen Kommission für Beihilfen in den Bereichen Umweltschutz und Energie rechtlich und politisch Bestand haben werden, dürfte es für Bundesregierung und Bundestag politisch sinnvoll erscheinen, sie korrekt anzuwenden und umzusetzen. Bei der Ausschöpfung der Ausnahmeregelungen muss darauf geachtet werden, dass der Bestand des EEG als Ganzes nicht gefährdet wird. Denn damit könnten erhebliche Nachteile und Risiken insbesondere für die von der EEG-Umlage begünstigten Industrien einhergehen.

Die Leitlinien ermöglichen es dabei, vom grundsätzlichen Prinzip zur Ausschreibung abzuweichen, z. B. im Falle kleiner Anlagen. Dies betrifft Anlagen mit einer Leistung von maximal 1 MW, im Falle der Windenergie „6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten“ (Europäische Kommission 2014: Randnummer 127), was laut Kommission Projekte mit einer Gesamtleistung von 18 MW einschließt (Vestager 2016). Damit sollen kleine Projektträger_innen, für die Ausschreibungen „möglicherweise nicht das richtige Instrument“ sind, geschützt werden (Vestager 2015). Hierzu können insbesondere regionale Bürgerenergieprojekte zählen (Leuphana Universität Lüneburg/Nestle 2014; EnKlip 2015a). Ferner kann von der Ausschreibung abgewichen werden, wenn nachgewiesen werden kann, dass „eine Ausschreibung zu einem höheren Förderniveau führen würde“ oder wenn die Gefahr der „Unterbietung“ besteht (Europäische Kommission 2014: Randnummer 126 Nr. b, c). Beide Effekte könnten insbesondere bei Windenergie an Land tatsächlich eintreten.⁷

Die von der Kommission zugelassenen Möglichkeiten, bei bestimmten Technologien auf ein Ausschreibungssystem zu verzichten, möchte die Bundesregierung offenbar nutzen. So sollen bei Windenergie an Land und Photovoltaik die Vergütungen für kleine Anlagen mit einer Leistung von bis zu 750 kW weiterhin mit einer gesetzlich festgelegten Vergütung finanziert werden, ebenso Geothermieanlagen. Für andere Anlagen mit einer Leistung von über 750 kW lehnt sie dagegen jede Ausnahmeregel ab, allerdings mit Ausnahme von Prototypen bei Windenergie an Land BMWi 2016c. Damit soll die Finanzierung von Windenergieprojekten vollständig auf ein Ausschreibungssystem umgestellt werden – mit Ausnahme von

⁷ Siehe Kapitel 4.2.2.

Kleinwindanlagen, die bislang keinen nennenswerten Anteil an der Stromproduktion haben.

3.6 ZWISCHENFAZIT

Die Finanzierung der erneuerbaren Energien im Strombereich durch das Stromeinspeisungsgesetz und das EEG wurde regelmäßig den sich ändernden technischen und wirtschaftlichen Bedingungen sowie den Anforderungen der Stromversorgungssicherheit, der Europäischen Union und der Marktliberalisierung angepasst, jeweils auf Basis der administrativen Festlegung der Einspeisevergütung. Dies hat u. a. dazu geführt, dass die Kosten des aktuellen Ökostromausbaus massiv unter den Kosten des Ausbaus der Jahre 2007 bis 2011 liegen. Schon in 2014 lagen sie unter dem Ziel des EEG 2014, das erst im August 2014 in Kraft trat. Darüber hinaus sind die Strompreissteigerungen der letzten Jahre und Jahrzehnte und die Wirkungen auf die Verbraucher_innen weniger dramatisch als vielfach angenommen. Dies gilt, obwohl der starke Anstieg der EEG-Umlage in den Jahren bis 2014 den falschen Eindruck erweckt hat, dass das heutige EEG zu sehr hohen Kosten führen würde. Vor diesem Hintergrund ist es für die politische Debatte wichtig, dass ein besserer Kostenindikator offiziell vorgelegt wird.

Das EEG hat beeindruckende Erfolge vorzuweisen, insbesondere bezüglich des Aufbaus einer neuen Stromerzeugungsstruktur, die Strom aus Atomkraftwerken und fossilen Kraftwerken substituiert. Damit ist es das erfolgreichste Klimaschutzinstrument Deutschlands. Die Finanzierung der heute bereits günstigen Ökostromtechnologien durch eine administrativ festgelegte Einspeisevergütung erfüllt somit alle Anforderungen der energiewirtschaftlichen Zieltrias gut bis sehr gut.

Der klimaschützende Effekt des EEG der vergangenen Jahre müsste angesichts der dringender werdenden Klimakrise und des anspruchsvollen Pariser Klimaabkommens von Ende 2015 aufrechterhalten oder gar verstärkt werden. Dies wäre – im Vergleich zu anderen Klimaschutzinstrumenten – relativ schnell und gesetzestechnisch vergleichbar einfach umsetzbar, wenn das bekannte und sehr erfolgreiche Instrument der administrativ festgelegten Einspeisevergütung zumindest für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen beibehalten und der Ausbau dieser Technologien nicht begrenzt würde.

Weitere bemerkenswerte Erfolge hat das EEG bei der technologischen Entwicklung und der Kostensenkung sowie der Schaffung neuer und zukunftsfähiger Arbeitsplätze vorzuweisen. Deren Zahl liegt heute deutlich über der Zahl von Arbeitsplätzen, die seit dem Inkrafttreten des EEG – aber im Wesentlichen unabhängig vom EEG – im Bereich der fossilen Stromerzeugung verloren gegangen sind. Nicht zuletzt spart das EEG den Import von Energie aus geopolitisch instabilen Regionen ein und macht die Volkswirtschaft damit robuster gegenüber unkalkulierbaren Schwankungen der Weltmarktpreise fossiler Energieträger.

Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung massiv stieg, hat sich die Stromversorgungssicherheit seit Bestehen des EEG deutlich verbessert. Mit dem starken Klima schützenden Effekt des EEG wird die energiewirtschaftliche Zieltrias heute deutlich besser eingehalten als noch vor wenigen Jahren. Aufgrund des nach wie vor ho-

hen Kohleanteils an der Stromversorgung besteht beim Ziel Umweltschutz allerdings nach wie vor großer Handlungsbedarf.

Nachdem die Regierungskoalition und die Bundesregierung 2013 und 2014 offiziell die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem beschlossen hatten, verlangt dies inzwischen auch die Europäische Kommission. Allerdings lässt sie durchaus großzügige Ausnahmen zu. Bei Wasserkraft und Geothermie sowie Anlagen mit einer Leistung unter 750 kW möchte die Bundesregierung diese nutzen.

4

DISKUSSION VON ARGUMENTEN GEGEN DAS BESTEHENDE EEG

In diesem Kapitel wird versucht, die wichtigsten Argumente zu entkräften, die gegen eine administrativ festgelegte Einspeisevergütung vorgebracht werden. In der politischen Debatte wird das EEG aber nicht nur kritisiert, vielmehr werden auch mehr oder weniger konkrete Änderungsvorschläge oder -forderungen formuliert. In Tabelle 1 werden die in den folgenden Kapiteln behandelten Argumente gegen das EEG und entsprechende Reformoptionen aufgelistet.

Anders als die in der öffentlichen Debatte vorgetragenen Argumente gegen das bisherige EEG werden die vorgeschlagenen Änderungsoptionen im vorliegenden Gutachten nicht diskutiert oder bewertet. Dies war im Rahmen des Gutachtens nicht möglich.

4.1 DER ÖKOSTROMAUSBAU IST ZU SCHNELL UND UNGESTEUERT

4.1.1 DAS ARGUMENT

Insbesondere vier Begründungen werden angeführt, weshalb der Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich besser gesteuert werden müsse:

1. Ein zu schneller Ausbau verursache zu hohe Kosten.⁸
2. Das Stromnetz könne bei einem zu schnellen Ökostromausbau nicht schnell genug ertüchtigt, modernisiert und ausgebaut werden. Daher werden kostspielige Abregelungen notwendig, vor allem von Windenergieanlagen. Ferner werden durch Netzengpässe Redispatch-Maßnahmen notwendig, die ebenfalls zu Zusatzkosten führen.⁹ Daher sollte der Ökostromausbau an die Transportkapazitäten des Stromnetzes angepasst werden.
3. Aufgrund der guten Windbedingungen findet im Norden Deutschlands ein deutlich stärkerer Ausbau der Windenergie statt, während im Süden wegen der besseren Solarstrahlung mehr Photovoltaikanlagen betrieben werden. Hier wird von manchen Akteuren ein besserer regionaler Ausgleich verlangt – andere möchten den Windenergieausbau auf den Norden konzentrieren, da dort die besseren Windbedingungen vorliegen.
4. Nicht zuletzt verlangen einige Akteure mehr Investitionssicherheit für konventionelle Kraftwerke, die mit dem Wachstum der erneuerbaren Energien stetig Marktanteile verlieren.

⁸ Siehe auch Kapitel 3.3.1 und 6.2.3.

⁹ Beim Stromhandel in Deutschland wird unterstellt, dass der Strom von den Erzeugungsanlagen zum/zur Verbraucher_in transportiert werden kann. Dies ist allerdings technisch nicht immer möglich, da die notwendigen Stromnetzkapazitäten fehlen. Ist dies der Fall, sind Redispatch-Maßnahmen notwendig. Dabei werden Kraftwerke vor dem Netzengpass runter- und Kraftwerke nach dem Engpass hochgefahren. Die Betreiber der entsprechenden Kraftwerke werden entschädigt, die Kosten über die Netzentgelte überwältigt. Bei starker Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien finden Redispatch-Maßnahmen häufiger statt (BMW 2015c: 83).

Tabelle 1
Die wichtigsten Argumente gegen das bisherige EEG und vorgeschlagene grundsätzliche Änderungen

| EEG-Kritik | vorgeschlagene grundsätzliche Änderung des EEG |
|---|---|
| fehlende Steuerbarkeit | Umstellung auf ein Ausschreibungs- oder Quotensystem |
| das System ist zu teuer | Ökostromausbau begrenzen Umstellung auf ein Ausschreibungssystem Umstellung auf Kapazitätszahlungen statt Strommengenvergütungen Stärkung der Direktvermarktung |
| fehlender Wettbewerb | Umstellung auf ein Ausschreibungs- oder Quotensystem |
| fehlende Marktintegration und systemdienliche Anreize | Stärkung der Direktvermarktung Umstellung von der gleitenden auf eine fixe Marktprämie Umstellung auf Kapazitätszahlungen statt Strommengenvergütungen Umstellung auf ein Quotensystem |
| gleiches Risiko für alle – das einheitliche Marktsystem | Umstellung von der gleitenden auf eine fixe Marktprämie |
| das System ist zu kompliziert | grundsätzliche Vergütungsobergrenze teilweise Umstellung auf ein Ausschreibungssystem konsequente Abschaffung aller Boni für Neuanlagen |

Quelle: Eigene Darstellung.

Um den Ökostromausbau besser steuern zu können, wird insbesondere vorgeschlagen, auf ein Ausschreibungssystem umzustellen (BDEW 2013; CDU/CSU/SPD 2013: 54; VKU 2013) oder ein Quotensystem einzuführen (ifo 2012; RWI 2012: 34 ff).

4.1.2 DIE ERWIDERUNG

Kosteneinsparung durch Begrenzung des Ökostromausbaus

Tatsächlich hat das EEG in den Jahren 2009 bis 2011 zu hohen Zusatzkosten für die Verbraucher_innen geführt. Hauptgrund war, dass damals die EEG-Vergütungen für Strom aus Photovoltaikanlagen zwar im internationalen Vergleich niedrig (ISI/EEG 2010: 28), aber mit durchschnittlich 27 bis 40 Ct/kWh noch immer sehr hoch waren. Der damals praktisch ungesteuerte Ausbau der Photovoltaik hat zweifellos zum starken Anstieg der EEG-Umlage und zu hohen Zusatzkosten für die Stromkund_innen geführt. Allein die in 2009 installierten gut 4.400 MW Photovoltaikanlagen tragen mit rund 0,44 Ct/kWh zur heutigen EEG-Umlage bei (EnKliP 2014: 15 ff).

Anders war und ist es beim Billigmacher Windenergie an Land. Im Vergleich zu den Zielen des EEG 2014 – 2.500 MW pro Jahr – war der Zubau mit 4.750 MW fast doppelt so hoch. Die „zu viel“ neu installierten Windenergieanlagen tragen allerdings mit rund 0,1 Ct/kWh nur unwesentlich zur EEG-Umlage bei – erzeugen aber in etwa so viel Strom wie die 2009 gebauten Photovoltaikanlagen (EnKliP 2016: 39).

Aufgrund der massiven Kostensenkung und des 2009 eingeführten „Atmenden Deckels“ liegen die heute im EEG definierten Vergütungen für Photovoltaikstrom unter 12,7 Ct/kWh.

Die Vergütungen für Windenergie an Land liegen unter 9 Ct/kWh (BNetzA 2015a). Von diesen Technologien kann somit heute – auch ohne eine Ausbaubegrenzung – kaum mehr ein Kostenpeak wie 2009 bis 2011 ausgehen (EnKliP 2014).

Bei den heute noch relativ teuren Ökostromtechnologien kann eine Begrenzung dagegen zu einer Kostensenkung beitragen – so wie noch vor wenigen Jahren eine Begrenzung des Photovoltaikausbaus zur Vermeidung der Kostensteigerung beigetragen hätte. Die derzeit teuersten durch das EEG finanzierten Technologien sind die Geothermie mit 25,20 Ct/kWh und kleine Biomasseanlagen mit Gülleverstromung mit 27,37 Ct/kWh (EEG 2014: §§ 46, 48). Beide Technologien wurden bislang trotz hoher Vergütungssätze nur auf sehr niedrigem Niveau ausgebaut. Eine spürbare Steigerung ihres Ausbaus wäre bei einer Fortführung des EEG 2014 auch langfristig nicht erkennbar. Damit wäre auch keine spürbare Belastung der Stromverbraucher_innen zu erwarten. Im Falle von Vergütungserhöhungen oder der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem – wie bei Biomasse geplant – kann sich dies allerdings ändern. Bei Bedarf könnte der Ausbau von Biomasseanlagen aufgrund ihrer relativ kurzen Planungszeiten wie die Photovoltaik mithilfe des „Atmenden Deckels“ wirksam begrenzt werden. Sollte eine Gefahr gesehen werden, dass der Ausbau von Geothermieanlagen zur Stromerzeugung zu schnell an Dynamik gewinnt, könnte dies durch ein Ausschreibungssystem vermieden werden.

Einzig die Offshore-Windenergie, die derzeit noch hohe Stromgestehungskosten aufweist und daher eine Vergütung von maximal 19,4 Ct/kWh erhält, hat das realistische Potenzial, schnell zu wachsen und damit zu hohen Kosten für die Verbraucher_innen zu führen. Dies kann, wie das Jahr 2015

zeigt, zu spürbaren Zusatzkosten für Strom führen (EnKliP 2016).¹⁰ Der Ausbau von Offshore-Windanlagen soll allerdings noch bis 2020 auf Grundlage des Systems der administrativen Festlegung der Vergütungshöhe strikt begrenzt werden, indem die Vergütungspflicht an bestehende Netzanschlusskapazitäten bzw. deren Genehmigung gebunden wird (BMW 2015a: 2). Dies ist aus Sicht der Verbraucher_innen hilfreich.

Darüber hinaus überzeichnet die EEG-Umlage die tatsächlichen Kosten des Ökostromausbaus deutlich. Denn der deutsche Kraftwerkspark muss ohnehin in absehbarer Zeit in großem Umfang modernisiert werden. Damit wäre der Kostenvergleich zwischen neuen fossilen und neuen erneuerbaren Energien sachgerecht – nicht der Vergleich zum deutlich niedrigeren Börsenstrompreis von derzeit nur gut 3 Ct/kWh, den die EEG-Umlage vornimmt. Die Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke liegen dabei mit 7 bis 12 Ct/kWh im Bereich der EEG-Vergütungen für Strom aus günstigen Ökostromtechnologien (BMW 2014a: 3). Auch daher kann ein schneller Ausbau der heute bereits kostengünstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik kaum zu zusätzlichen Mehrkosten für die Stromkund_innen führen. Volkswirtschaftlich kann er Kosteneinsparungen bewirken, da die erneuerbaren Energien hohe Kosten durch Umweltschäden einsparen (FÖS 2015: 23). Da diese Kosten allerdings nicht auf der Stromrechnung ausgewiesen werden, sind die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Kosten der konventionellen Energien und die entsprechenden Kosteneinsparungen der erneuerbaren Energien nicht transparent.

Erst Netzausbau oder erst Ökostromausbau?

Bislang waren sowohl Abregelungen als auch Redispatch-Maßnahmen im Vergleich zu den insgesamt eingespeisten EEG-Strommengen relativ gering und damit auch die so entstandenen Kosten. Im Jahr 2013 wurden nach § 15 EEG für Abregelungen rund 44 Millionen Euro an Entschädigungszahlungen

geleistet, 2014 waren es rund 83 Millionen Euro. Dies sind 0,2 bzw. 0,35 Prozent des jeweiligen EEG-Umlagebetrags oder weniger als 0,1 Ct/kWh des Endkundenpreises für Haushaltskund_innen (BNetzA 2015b: 28; BMW 2016a: 29). Im Jahr 2015 dürften die Abregelungen deutlich höher gelegen haben, insbesondere aufgrund des massiven Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen und des ebenfalls starken Zubaus von Windenergie an Land. Da das Jahr ferner sehr windstark war, ist die Windstromeinspeisung überdurchschnittlich stark gestiegen. Bereits in den ersten drei Quartalen lagen die Abregelungen nach § 14 f. EEG um rund 70 Prozent über der gesamten Abregelung des Vorjahres, bei den Redispatch-Maßnahmen lag der Wert um rund 65 Prozent höher (vgl. Tabelle 2). Trotz dieser deutlichen Steigerung werden die Kosten von Abregelung und Redispatch-Maßnahmen für das Jahr 2015 im unteren einstelligen Prozentbereich der gesamten EEG-Umlagekosten liegen. Die Kosten sind somit zwar ärgerlich. Dies ist aber insbesondere deswegen verkraftbar, weil die entsprechenden Anlagen in den meisten Stunden des Jahres klima- und umweltfreundlichen Strom erzeugt und damit einen Beitrag zum Klimaschutz und zur Erreichung der Klimaschutzziele geleistet haben. Entsprechend stellt eine von der Agora Energiewende in Auftrag gegebene Studie fest, dass „ein um wenige Jahre verzögerter Bau der Trassen des Bundesbedarfsplangesetzes nicht kritisch“ sei. „Der weitere Ausbau der Erneuerbaren muss auf diese Trassen nicht warten“ (Consentec und IWES 2013: 1).

Die Tatsache, dass EEG-Anlagen teilweise aufgrund von Netzengpässen abgeregelt und Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden müssen, erhöht aber den politischen Druck, das Stromleitungsnetz zu optimieren und auszubauen, und beschleunigt diesen Prozess. Reagiert die Politik auf diesen Druck und optimiert das Stromnetzsystem zügig, müssen EEG-Anlagen nur für wenige Monate oder Jahre abgeregelt werden. Sie können anschließend ihre gesamte Strommenge einspeisen und damit ihr volles Potenzial zur Einsparung von Treibhausgasemissionen zur Verfügung stellen.

Tatsächlich werden – auch aufgrund des Drucks durch die notwendigen Abregelungen – die Netze in einigen Regionen

¹⁰ Siehe Kapitel 6.2.3.

Tabelle 2
Abregelungen und Redispatch-Maßnahmen 2013, 2014 und Quartale I, II und III 2015

| | 2013 | 2014 | Quartale I, II und III 2015 |
|--|------------|------------|-----------------------------|
| Abregelung nach § 14 f. EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG | 555 GWh | 1.581 GWh | 2.687 GWh |
| | 44 Mio. € | 83 Mio. € | 276 Mio. € |
| Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG | 4.390 GWh | 5.197 GWh | 8.590 GWh |
| | 133 Mio. € | 187 Mio. € | 393 Mio. € |
| Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (kein Entschädigungsanspruch) | 14,4 GWh | 14,2 GWh | 19,6 GWh |

Quelle: BNetzA/BKartA 2014: 17; BNetzA/BKartA 2015: 22, 100; BNetzA 2015c: 10.

ausgebaut. So sind die Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber in die Netzinfrastruktur von 2009 bis 2015 (Planwert) um etwa das Viereinhalbfache gestiegen (BNetzA/BKartA 2015: 90). Einige Bundesländer treiben den Netzausbau vor Ort voran. Beispielsweise in Schleswig-Holstein (BWE 2016), wo bislang die meisten Abregelungen stattgefunden haben (BNetzA/BKartA 2015: 114). In den kommenden Jahren ist hier beispielsweise mit der sukzessiven Fertigstellung der „Westküstenleitung“ wieder mit einer Entlastung zu rechnen (MELUR 6.5.2015). Bereits im Jahr 2016 dürfte die „Thüringer Strombrücke“ teilweise in Betrieb gehen, mit der Ostdeutschland und Bayern besser verbunden werden und ein Netzengpass reduziert wird (Agora Energiewende 2016: 41).

Diesen Druck auf die Optimierung des Stromleitungsnetzes gäbe es nicht, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien vom aktuellen Stand des Stromleitungsnetzes abhängig gemacht würde. In diesem Fall würden nicht nur viele Ökostromanlagen deutlich später gebaut, auch Um- und Ausbau des Stromnetzes würde spürbar langsamer verlaufen. Eine solche Regelung könnte ferner missbraucht werden. Denn mit ihr könnte allein durch die Verzögerung oder Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen auch der Ökostromausbau zumindest verzögert werden.

Nicht zuletzt werden Ökostromanlagen auch deswegen abgeregelt, weil die vorhandenen Netze mit Strom aus konventionellen Kraftwerken belegt sind. In solchen Fällen könnten Atom- und Kohlekraftwerke ihre Leistung stärker als bislang reduzieren – oder ganz vom Netz gehen. Relevant wären hier beispielsweise die auf dem Weg von Schleswig-Holstein nach Süden liegenden Großkraftwerke Moorburg und Brokdorf. Speisen solche Kraftwerke weniger Strom ein, könnte mehr Ökostrom durch die bestehenden Netze geleitet und müssten weniger Ökostromanlagen abgeregelt werden (Energy Brainpool 2016). Dies wäre volkswirtschaftlich hoch effizient. Denn dann würden Brennstoffverbrauch, CO₂- und traditionelle Abgasemissionen bzw. die Produktion von Atommüll durch konventionelle Kraftwerke eingespart. Die dann stattdessen einspeisenden Wind- oder Photovoltaikanlagen verursachen weder Brennstoffkosten noch Emissionen.

Den Ausbau der erneuerbaren Energien an den Netzausbau zu knüpfen stünde somit der Erfüllung des Ziels der Umweltverträglichkeit entgegen. Denn auch Ökostromanlagen, die zeitweise abgeregelt werden müssen, reduzieren in den anderen Zeiten die Treibhausgasemissionen. Die Vorteile dieser Regelung bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung sind dagegen nur als vergleichsweise gering einzuschätzen. Die Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias könnten sehr viel besser durch einen schnelleren Ökostromausbau verbunden mit einer beschleunigten Optimierung des Stromnetzsystems als durch eine Begrenzung des Ökostromausbaus erfüllt werden.

Die regionale Verteilung

Eine künstliche Begrenzung des Ausbaus in bestimmten Regionen würde sich insbesondere auf den Klimaschutz negativ auswirken. Vor dem Hintergrund der vor allem im Süden Deutschlands mit dem Atomausstieg wegfallenden Kraftwerkskapazitäten erscheint es dagegen sinnvoll, gerade dort den Ausbau der Windenergie zu verstärken. Sie könnte im Zusam-

menispiel mit der Photovoltaik und der dort großen Zahl von Biomasseanlagen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen, insbesondere wenn Letztere für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung umgebaut werden. Insofern ist nicht eine regionale Steuerung mit einer Begrenzung des Ausbaus in einigen Regionen notwendig, sondern in bestimmten Regionen eine Beschleunigung des Ausbaus.

Das bisherige EEG ermöglichte grundsätzlich den Ausbau aller Ökostromtechnologien in jeder Region Deutschlands. Bei der Windenergie an Land hat das Referenzertragsmodell mögliche Mitnahmeeffekte an guten Standorten eingeschränkt. Jedes Finanzierungsinstrument, das die besonders guten Windstandorte im Norden zulasten vergleichsweise schlechterer Standorte im Süden bevorzugt, bremst den Ausbau der Windenergie im Süden. Quoten- und Ausschreibungsmodelle wirken tendenziell genau so, da sie neben der strikten Begrenzung des Zubaus als zentralen Bestandteil eine klare Bevorzugung guter Standorte beinhalten, die zwangsläufig zulasten anderer Standorte geht. Sie begrenzen daher – soweit keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden – gerade den Zubau der Windenergie im Süden Deutschlands, wo es überwiegend relativ schlechtere Standorte gibt. Beide Instrumente widersprechen damit nicht nur dem Ziel des Umweltschutzes, sondern auch dem Ziel der Versorgungssicherheit.

Verlässlichkeit für konventionelle Kraftwerke

In einer Marktwirtschaft besteht grundsätzlich das Risiko, dass Preise sinken oder andere Wettbewerber den angestammten Akteuren Marktanteile streitig machen. In der Energiewirtschaft sinken seit Jahren die Großhandelspreise für Strom und die erneuerbaren Energien machen den fossilen Kraftwerken Marktanteile streitig. Eine Bestands-, Absatz- oder Erlösgarantie wurde den konventionellen Kraftwerken aber bislang in keinem Gesetz zugesagt.

Die meisten fossilen Kraftwerke in Deutschland sind so alt, dass ihre einstigen Investitionskosten bereits abgeschrieben sind. Bei ihnen führen veränderte wirtschaftliche oder politische Rahmenbedingungen nicht unbedingt dazu, dass ihr Betrieb über den gesamten Betriebszeitraum zu betriebswirtschaftlichen Verlusten führt – auch wenn sie früher als ursprünglich geplant ihren Betrieb einstellen müssen oder aufgrund geringerer Stromerlöse niedrigere Einnahmen erzielen können. Ein Vorrang des Klimaschutzes zulasten dieser Kraftwerke kann damit als angemessen bezeichnet werden.

Einige fossile Kraftwerke sind jedoch noch nicht abgeschrieben. Ihre Laufzeit fiel und fällt in eine Zeit, in der die Dringlichkeit der Klimakrise immer deutlicher und das politische Momentum für ihre Begrenzung immer stärker wurde. So wurde das Kyoto-Protokoll vor fast zwei Jahrzehnten unterschrieben und anschließend vom Deutschen Bundestag und zahlreichen anderen nationalen Parlamenten ratifiziert. Bereits 1995 hat sich Deutschland beim Klimagipfel in Berlin zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 25 Prozent bis 2005 verpflichtet. Im Jahr 2003 beschloss die Europäische Union den Europäischen Emissionshandel. Damit wurde für Investor_innen die Gefahr immer offensichtlicher, dass die Wirtschaftlichkeit fossiler Kraftwerke durch politische Maßnahmen gemindert werden kann.

Unabhängig davon ist es unbedingt dringend notwendig, den durch den Klimaschutz beschleunigten Strukturwandel in den Gebieten mit vielen Kohlekraftwerken politisch zu begleiten und sozial und wirtschaftlich abzufedern. Es sollte anerkannt werden, dass es diesen Strukturwandel eher früher als später geben wird, und es sollte politisch Sorge dafür getragen werden, dass er für die betroffenen Menschen und Regionen gut bewältigt werden kann.

4.1.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN: OPTIONEN IM BESTEHENDEN SYSTEM NUTZEN

Den entscheidenden Einfluss auf die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich hat die Auswahl der finanzierten Technologien. Werden überwiegend die heute bereits günstigen Ökostromtechnologien ausgebaut, sind die durchschnittlichen Kosten aller neuen EEG-Anlagen niedrig, ansonsten kommt es zu höheren Belastungen für die Verbraucher_innen (EnKliP 2016). Für alle heute noch relativ teuren Ökostromtechnologien kann daher eine Begrenzung des Ausbaus sinnvoll sein, nicht aber für Windenergie an Land und Photovoltaik. Denn Strom aus diesen Anlagen ist heute nicht oder nur unwesentlich teurer als Strom aus neuen fossilen Kraftwerken.

Um sichtbar zu machen, welche Kosten durch den aktuellen und zukünftigen Ökostromausbau entstehen und ob der Ausbau gerade günstiger oder teurer wird, sollten neue Kostenindikatoren offiziell vorgelegt werden. Diese sollten die EEG-Umlage, die genau dies nicht leisten kann, aus der politischen Debatte um die richtige Finanzierung des Ökostromaubaues verdrängen. Denkbar wären Indikatoren, die die Kosten derjenigen EEG-Anlagen beschreiben, die in einem Kalenderjahr in Betrieb genommen wurden oder werden (Nestle 2015). Hätten diese Informationen die letzten Koalitionsverhandlungen bestimmt, wäre viel Druck von der Politik genommen worden.

Für die Umsetzung einer Ausbaubegrenzung für die heute noch teureren Ökostromtechnologien stehen im System der administrativen Festlegung der Vergütungshöhe insbesondere Instrumente wie der „Atmende Deckel“ (vor allem für Biogas) oder die Bindung der Vergütung an eine Netzanschlusszusage (Offshore-Windenergie) zur Verfügung. Gegebenenfalls kann für einzelne heute noch teure Technologien ein Ausschreibungssystem genutzt werden.

Sinnvoll wäre eine Beschleunigung des Ausbaus der günstigen Ökostromtechnologien in Regionen, in denen der Ausbau bislang nur langsam stattfand. So würden mehr Windenergieanlagen in Süddeutschland aufgrund der dort abzuschaltenden Atomkraftwerke die Erreichung der Ziele Umweltschutz und Versorgungssicherheit unterstützen. Dies würde praktisch zu keinen höheren Stromkosten führen, aber Umweltschäden und damit einhergehende Kosten senken.

Neben dem beschleunigten Netzausbau sollten ferner die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit Ökostrom, der wegen Netzengpässen abgeregelt werden müsste, lokal im Wärme-, Kälte- oder Verkehrssektor genutzt werden kann (BDEW 2016b). Damit würde die mittel- bis langfristig notwendige Sektorkopplung behutsam angeschoben werden, ohne damit hohe Kosten zu verursachen.

Da eine Grundregel „Netzausbau vor Ökostromausbau“ vor allem das Ziel einer umweltverträglichen Stromversorgung erschweren würde, aber kaum relevante Vorteile bei anderen energiepolitischen Zielen hätte, sollte es weiterhin beim Prinzip bleiben, dass Netzoptimierung und -ausbau dem Ökostromausbau folgen. Die bisherige administrative Festlegung der Vergütungshöhe hat einen Ausbau in allen Bundesländern grundsätzlich ermöglicht. Instrumente, die dies erschweren, wären für die Stromversorgungssicherheit und den Umweltschutz nachteilig.

Eine politische Begleitung des aufgrund des Klimaschutzes beschleunigten Strukturwandels in Gebieten mit vielen Kohlekraftwerken wäre für die betroffenen Menschen und Regionen sehr hilfreich und sollte daher dringend verstärkt werden.

4.2 DAS SYSTEM IST ZU TEUER

4.2.1 DAS ARGUMENT

Die zwischen 2010 und 2014 stark gestiegene EEG-Umlage verbunden mit einer offensichtlichen Überförderung der Photovoltaik in den Jahren um 2010 hat zur Argumentation geführt, dass der Staat grundsätzlich nicht in der Lage sei, die tatsächlichen Stromgestehungskosten für Ökostrom abzuschätzen und angemessene Vergütungen zu definieren. Daher sei die administrative Festlegung der Vergütungshöhe nicht mehr tragbar.

Darüber hinaus wird argumentiert, dass für eine Kostenbegrenzung eine Begrenzung des Ausbaus notwendig sei. Auf dieses Argument wird in Kapitel 4.1.2 eingegangen. Nicht zuletzt wird der Kritikpunkt genannt, dass die durch das EEG finanzierten Ökostromanlagen nicht systemdienlich betrieben und ausgelegt würden, was zu unnötigen Kosten im gesamten Stromsystem führe.¹¹

Um das System günstiger zu machen, wird insbesondere vorgeschlagen:

1. eine Ausbaubegrenzung vorzunehmen (CDU/CSU/SPD 2013: 51; VKU 2013; BDEW 2013);
2. auf ein Ausschreibungssystem umzustellen (CDU/CSU/SPD 2013: 54; BDEW 2013; VKU 2013: 3);
3. die Direktvermarktung verpflichtend zu machen und die Festvergütung abzuschaffen (Öko-Institut 2014; SRU 2013; Agora Energiewende 2013);
4. nicht die eingespeiste Ökostrommenge zu finanzieren, sondern die Kapazitäten von EEG-Anlagen (Öko-Institut 2014; BDEW 2013; VKU 2013: 5).

4.2.2 DIE ERWIDERUNG

Vergleich der Kosteneffizienz verschiedener Finanzierungsinstrumente

Welche politischen Instrumente zum Ausbau der erneuerbaren Energien die kosteneffizientesten sind, wird seit vielen Jahren in der Wissenschaft und Politik diskutiert. Zahlreiche wissen-

¹¹ Siehe hierzu Kapitel 4.4.

schaftliche Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass andere Finanzierungsinstrumente, inkl. Ausschreibungssysteme, keinesfalls zu niedrigeren Vergütungssätzen führen müssen als eine administrative Festlegung der Einspeisevergütung. Als Gründe dafür werden vor allem die zusätzlichen Investitionsrisiken und damit höhere Finanzierungs- sowie höhere Transaktionskosten genannt, die zwangsläufig mit Ausschreibungs- oder Quotensystemen einhergehen (ISI et al. 2016; DIW 2014a; IZES 2014: 1; ISI/EEG 2010; Butler/Neuhoff 2005; EEG et al. 2004; Patlitzianas et al. 2004; Lorenzoni 2003).

Zu einem ähnlichen Ergebnis kam die Europäische Kommission. Sie stellte 2008 fest, dass insbesondere für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik im Jahr 2008 gut ausgestaltete administrativ festgelegte Einspeisevergütungen die effizientesten und effektivsten Finanzierungsinstrumente für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich sind („well-adapted feed in tariff regimes are generally the most efficient and effective support schemes for promoting renewable electricity“). Die Kommission verglich damals sowohl die Wirkung auf den Ausbau als auch die resultierenden Vergütungen verschiedener Finanzierungssysteme, vor allem für administrativ festgelegte Einspeisevergütungen, Quotensysteme und Ausschreibungen (Europäische Kommission 2008: 3).

In einer aktuellen Studie der Europäischen Kommission wurde ferner festgestellt, dass die „gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten“ (Weighted Average Cost of Capital – WACC) bei Ökostromprojekten entscheidend durch die Politik beeinflusst werden. Je höher die Kapitalkosten, desto höher sind die Finanzierungskosten und die von Investor_innen verlangte Mindestrendite. Entsprechend teurer wird das Projekt und desto höher werden die Kosten für die Verbraucher_innen. Im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten der EU hat Deutschland hier bislang eine Spitzenposition eingenommen – praktisch nirgends sonst waren die Kapitalkosten für Ökostromprojekte so günstig. Mit einem Umstieg auf ein anderes Finanzierungssystem werden allerdings die Kapitalkosten zwangsläufig deutlich steigen, da das Investitionsrisiko steigt. Dies macht den Ökostromausbau notwendiger Weise teurer (ISI et al. 2016: 52).

Ausschreibungssysteme: Kosteneffizienz nur bei ausreichendem Wettbewerb

Bei der geplanten Umstellung auf ein Ausschreibungssystem hat das BMWi wiederholt betont, dass diese nur dann zu angemessenen Vergütungen führen kann, wenn ausreichender Wettbewerb besteht (Gabriel 2014; BMWi 2015a: 2). Das bedeutet, dass in einem Ausschreibungssystem auch mittel- und langfristig deutlich mehr Leistung geboten werden muss, als ausgeschrieben wurde. Anders formuliert: Es muss bei jeder Ausschreibung und jeder Ausschreibungsrunde Teilnehmer_innen geben, die nicht zum Zug kommen. Bei der Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land in einem sehr großen Land wie beispielsweise Brasilien ist es relativ einfach, viele potenzielle Standorte zu finden, sodass es in den Ausschreibungsrunden ausreichend Bewerbungen für einen intensiven Wettbewerb gibt. Neben den besonders guten Windbedingungen ist dies ein weiterer Grund für die dort nach Ausschreibungen ermittelten niedrigen Vergütungshöhen (IZES 2014: 59, 64).

Deutschland ist aber vergleichsweise klein – und in erheblichem Maße zersiedelt. Daher könnte es hier deutlich schwerer werden, jährlich Angebote für eine neu zu installierende Leistung zu erhalten, die in der Größenordnung der bislang unter idealen Bedingungen tatsächlich hinzugebauten Leistungen liegt – oder gar darüber (IZES 2014: 59). Seit dem Jahr 2000 wurde in Deutschland eine Leistung von durchschnittlich rund 2.350 MW pro Jahr installiert. Laut Marktanalyse für Windenergie an Land des BMWi müssen in Deutschland bis 2025 jährlich zwischen 2.900 und 5.700 MW ans Netz gehen, um das alte Ausbauziel des EEG 2014 von netto 2.500 MW zu erreichen (BMW 2015d: 7). Auch die im Referentenentwurf des EEG 2016 vorgesehenen jährlich brutto auszuschreibenden 2.800 MW bzw. ab 2020 2.900 MW Windenergie an Land liegen deutlich über dem durchschnittlichen Zubau seit dem Jahr 2000. Nur in den Jahren 2002, 2014 und 2015 wurden Windenergieanlagen an Land mit einer Leistung von mehr als 2.900 MW in Deutschland ans Netz genommen (BMW 2016a: 8, 2016c: § 4 Abs. 1). Damit ist zumindest unsicher, ob bei der Ausschreibung einer installierten Leistung von 2.900 MW für Windenergieanlagen an Land pro Jahr mehr Angebote als Nachfrage vorliegen werden – und damit ein günstiger Preis erzielt werden kann (VCI 2016).

Unabhängig davon ist für einen kostengünstigen Ökostromausbau sehr wichtig, dass eine kontinuierliche Politik verfolgt wird. Dies bezieht sich sowohl auf einen regelmäßigen Ausbau als auch auf eine verlässliche und kontinuierliche Gesetzgebung. Denn jede Änderung der Finanzierungssystematik führt automatisch zu Investitionsunsicherheit und damit zu höheren Finanzierungskosten.

4.2.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN: VOR ALLEM OPTIONEN IM BESTEHENDEN SYSTEM NUTZEN

Im Vergleich zum Technologiemarkt hat die Wahl des Finanzierungsinstruments bzw. eine Optimierung der jeweiligen Vergütungshöhe einen vergleichsweise geringen Einfluss.

Bei bestimmten teuren Technologien kann überlegt werden, ob Teile der Verstromungskosten von anderen Akteuren übernommen werden können. So trägt die relativ teure Gülleverstromung nicht nur zur Substitution konventioneller Kraftwerke bei. Sie entlastet das Klima ferner durch die eingesparten Treibhausgasemissionen bei der Ausbringung der unbehandelten Gülle. Diese ist auch für den Klima- und Naturschutz sowie die Gewässer deutlich problematischer als die Ausbringung des Gärrestes einer mit Gülle beschickten Biogasanlage. Eine Behandlung von Gülle vor der Ausbringung hat also viele Vorteile. Daher könnte überlegt werden, ob die natur-, gewässer- und klimafreundliche Entsorgung von Gülle verpflichtend gemacht werden könnte. Die entstehenden Kosten würden dann nicht von den Stromverbraucher_innen finanziert, sondern von den Verursacher_innen der Gülleproduktion. Die relativ geringen Zusatzkosten einer Verstromung könnten weiter über das EEG finanziert werden.

Insbesondere aufgrund der Erfahrungen mit offensichtlich zu hohen Vergütungssätzen und dem sehr schnellen Ausbau bei der Photovoltaik zwischen 2009 und 2011 sollte darüber nachgedacht werden, ob die staatliche Regulierung in die Lage versetzt werden sollte, mit einem besseren Wissen die

Vergütungen anzupassen. Dies könnte geschehen, indem sie mit entsprechenden eigenen Kompetenzen ausgestattet würde. Bislang lassen sich die zuständigen Stellen von Wissenschaftler_innen beraten, mit denen jeweils ein mehrjähriger Forschungsvertrag abgeschlossen wird. In diesen Vorhaben mussten bislang in relativ kurzer Zeit Ergebnisse vorgelegt werden, die dann für die Bundesregierung die wesentliche Grundlage für den Entwurf eines neuen EEG darstellten.

Um in eine deutlich bessere Grundlage zur Festlegung der Vergütungshöhen versetzt zu werden, könnte in den zuständigen Stellen – ergänzend zu den wissenschaftlichen Vorhaben – eine eigene Arbeitseinheit eingerichtet werden, deren Aufgabe allein in der Ermittlung der Stromgestehungskosten von neuen Ökostromanlagen bestünde. Mit dem Wissen könnte die Bundesregierung belastbarere Vorschläge für zukünftige Vergütungshöhen vorlegen. Sie wäre unabhängiger von Informationen der Wirtschaftslobby und könnte diese besser verifizieren. Sie könnte im Bundestag überzeugender für die eigenen Vorschläge werben. Damit würden die Vergütungshöhen mit hoher Wahrscheinlichkeit treffsicherer und ggf. niedriger festgelegt als bisher, ohne dass neue relevante Risiken für den Ausbau oder für die Investor_innen in Kauf genommen werden müssen (Leuphana Universität Lüneburg/Nestle 2014: 110 f.). Die Einrichtung einer solchen Arbeitseinheit würde sich auch dann lohnen, wenn die geplante teilweise Umstellung auf ein Ausschreibungssystem umgesetzt wird. Denn nach den Plänen der Bundesregierung gibt es auch nach der grundsätzlichen Systemumstellung Bereiche, in denen weiterhin die Vergütungshöhe administrativ festgelegt werden soll (BMW i 2015a). Ferner könnte die Bundesregierung dann besser überprüfen, ob das Ausschreibungssystem tatsächlich zu angemessen niedrigen Vergütungshöhen führt.

Als weitere, davon grundsätzlich unabhängige Maßnahme besteht die Option, die Vergütungshöhen nicht im Gesetz und durch den Bundestag festlegen zu lassen, sondern durch die Regierung, ggf. mit Zustimmung durch den Bundestag. Damit könnte die Vergütungshöhe schneller an geänderte Kosten angepasst werden. Es müsste allerdings sichergestellt werden, dass mit den so festgelegten Vergütungen der Ökostromausbau in der vom Bundestag gewünschten Geschwindigkeit tatsächlich stattfinden kann.

4.3 FEHLENDER WETTBEWERB

4.3.1 DAS ARGUMENT

Die administrativ festgelegten EEG-Vergütungen sichern jedem bzw. jeder Investor_in für 20 Jahre garantierte Einnahmen für den eingespeisten Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu. Es wird kritisiert, dass damit Wettbewerb verhindert würde, dies garantierten Gewinnen entspräche und marktwirtschaftlichen Prinzipien widerspreche. Wettbewerb sei aber nötig, um eine technologische Entwicklung und günstige Preise zu ermöglichen. Dies gelte innerhalb einer Ökostromtechnologie wie beispielsweise Wind- oder Solarenergie, zwischen den einzelnen Ökostromtechnologien und zwischen den erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugungsanlagen.

Um den Wettbewerb zu stärken, wird insbesondere vorgeschlagen, auf ein Ausschreibungssystem umzustellen

(BDEW 2013; CDU/CSU/SPD 2013: 54; VKU 2013). Teilweise wird auch vorgeschlagen, ein Quotensystem umzusetzen (ifo 2012; RWI 2012: 34 ff.; Monopolkommission 2011: 23).

4.3.2 DIE ERWIDERUNG

Nur die Vergütungshöhe ist garantiert – nicht die Gewinne

Zwar wurden mit dem EEG feste bzw. sehr gut abschätzbare Vergütungshöhen für jede Kilowattstunde Ökostrom festgelegt. Das allerdings garantiert noch keine Gewinne.

Um Gewinne zu erwirtschaften, müssen die Einnahmen über den Ausgaben liegen. Beide können sich anders darstellen, als bei der Festlegung der Vergütungen durch den Staat und der Planung eines Projekts angenommen wurde. Je nach Verlauf eines Projekts ist es möglich, dass keine Gewinne oder gar Verluste entstehen. So sind auf Grundlage der im EEG festgelegten Einspeisevergütungen zahlreiche Projekte durchgeführt worden, die reale Verluste hinnehmen mussten.

Beispielsweise können die Einnahmen aufgrund einer niedrigen Stromerzeugung kleiner sein als unterstellt oder geplant – schließlich hat das EEG nie garantiert, dass eine einzelne Anlage eine bestimmte Menge Strom erzeugen und einspeisen kann. Gründe für Mindereinspeisungen können eine falsche Wind- oder Sonnenprognose sein oder eine schlechtere Performance der Ökostromanlage, beispielsweise durch fehlerhafte Windflügel. Auch die Kosten können höher sein als geplant, da beispielsweise die Pacht für den Standort besonders hoch ist, der Boden besonders aufwendige Fundamente erfordert oder die Anlagenpreise gestiegen sind. Kommen zu viele negative Punkte zusammen, können trotz administrativ festgelegter Vergütung keine Gewinne erzielt werden, teilweise entstehen gar Verluste.

Im Übrigen werden in der Energiewirtschaft auch andere Preise nicht im Wettbewerb gefunden, beispielsweise im Bereich der Stromnetze. Auch in diesen Fällen müssen Investor_innen geringere Risiken eingehen und können daher mit ungewöhnlich hoher Wahrscheinlichkeit auskömmliche Renditen erwirtschaften.

Das EEG hat einen enormen Wettbewerb erzeugt

Zwar gibt es im System der administrativ festgelegten Einspeisevergütung keinen Wettbewerb um den günstigsten Erzeugungspreis für Ökostrom und keinen Wettbewerb zwischen beispielsweise Photovoltaik- und Biomasseanlagen. Der starke Ausbau von Windenergie-, Photovoltaik- oder Biomasseanlagen in Deutschland war und ist aber zwangsläufig mit einer hohen Nachfrage nach entsprechenden Anlagen und Dienstleistungen verbunden. Dies hat einen starken internationalen Wettbewerb beispielsweise unter Anlagenhersteller_innen und Projektierer_innen ausgelöst. Projektierer_innen prüfen sehr genau, welche Anlage von welchem Hersteller bzw. welcher Herstellerin für sie die beste ist, und verhandeln einen günstigen Preis. Und Investor_innen vergleichen Angebote verschiedener Projektierer_innen. So sind allein in Thüringen aktuell rund 90 Projektierer_innen für Windenergieanlagen tätig (e21 2015: 3).

Aufgrund dieses Wettbewerbs wurde nicht nur in Deutschland, sondern auch in vielen anderen Staaten von privater Seite in Bau, Entwicklung und Erforschung von Wind- und Photovoltaikanlagen investiert. Dies hat dazu geführt, dass die Anlagen sowohl deutlich effizienter als auch effektiver und Ökostromprojekte immer professioneller projektiert wurden. So sind die Kosten von Solarmodulen zwischen 2000 und 2013 um 76 Prozent gesunken (DGS/BSW-Solar 2015). Entsprechend konnten die Vergütungen für Strom aus Photovoltaikanlagen zwischen 2004 und 2015 um rund 80 Prozent gesenkt werden (EEG 2004: § 11.1 f., 2014: § 51.1 f.). Eine ebenfalls beeindruckende technologische Entwicklung hat bei Windenergieanlagen stattgefunden. So erzeugt eine moderne Windenergieanlage heute etwa neun Mal so viel Strom wie eine durchschnittliche Anlage Mitte der 1990er-Jahre (BWE 2015: 12).

Diese positive Entwicklung wurde durch den Wettbewerb ermöglicht, den das EEG initiiert hat. Er hat dazu geführt, dass viele Ökostromtechnologien heute technisch ausgereift und nicht mehr teuer sind als neue konventionelle Kraftwerke. Ihr verstärkter Einsatz wird daher in zahlreichen anderen Staaten ebenfalls forciert.

Auch im bestehenden EEG werden die günstigsten Standorte erschlossen und die am besten geeigneten Anlagen gewählt

Zwar stehen bei einer administrativ festgelegten Vergütungshöhe die potenziellen Standorte für Wind- oder Photovoltaikanlagen nicht in Konkurrenz, da grundsätzlich für alle Standorte eine Vergütung ausgezahlt werden muss. Dennoch wird bei der Wahl eines Standortes darauf geachtet, möglichst gute Bedingungen vorzufinden. Denn dann sind die erzielbaren Erlöse höher und die entstehenden Kosten niedriger. Auf den ausgewählten Standorten wiederum wird genau darauf geachtet, durch die Auswahl der Anlagen und deren Anordnung den Stromertrag zu maximieren – und damit den Gewinn.

Das bedeutet allerdings nicht, dass jeder gute Standort mit den jeweils effizientesten Anlagen genutzt würde. Denn neben der Frage der Ertragsoptimierung spielen Aspekte wie Genehmigungsfähigkeit oder Akzeptanz eine Rolle. Dadurch werden bei vielen Standorten die Anzahl der Anlagen, die Höhe der Anlage oder der Rotordurchmesser etc. begrenzt, was den Gewinn schrumpfen lässt. Dies ist aber unabhängig vom Finanzierungsinstrument.

4.3.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN: PRAKTISCH KEIN ÄNDERUNGSBEDARF ERKENNBAR

Das bisherige EEG hat einen enormen Wettbewerb in der Branche der erneuerbaren Energien erzeugt und zu einer großen Zahl von Wettbewerber_innen geführt. Dies hat zu einer beeindruckenden technologischen Entwicklung und zur deutlichen Kostensenkung beigetragen. Andere Instrumente zur Finanzierung der erneuerbaren Energien im Strombereich müssen sich an dieser Entwicklung messen lassen. Sowohl Ausschreibungssysteme als auch Quotensysteme drohen dagegen, Akteursvielfalt und Akteursvielfzahl zu reduzieren und damit die Wettbewerbsintensität im Vergleich zum bisherigen Finanzierungssystem zu verringern. Dies gilt grundsätzlich für alle Ökostromtechnologien.

4.4 FEHLENDE MARKTINTEGRATION UND SYSTEMDIENLICHE ANREIZE

4.4.1 DAS ARGUMENT

Insbesondere den fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie wird vorgeworfen, dass sie Strom völlig unabhängig vom Strombedarf ins Netz einspeisen. Aus dieser Kritik erwächst häufig die Forderung, dass das EEG mehr Anreize setzen sollte, Ökostromanlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben. Insbesondere sollten die EEG-Anlagen ihre Stromeinspeisung unterbrechen, wenn am Strommarkt negative Strompreise vorliegen.

Darüber hinaus wurde kritisiert, dass sich EEG-Anlagenbetreiber_innen nicht darum kümmern müssten, ihren Strom zu vermarkten, verlässlich abzuschätzen und anzugeben, wann sie wie viel Strom einspeisen würden und im Falle einer Fehlprognose Ausgleichsstrom vorzuhalten. All dies wirkt sich nach Auffassung der Kritiker_innen negativ auf die Versorgungssicherheit aus.

Um die Marktintegration zu stärken und die Anreize für eine systemdienlichere Fahrweise und Auslegung zu erhöhen, wird insbesondere vorgeschlagen:

1. die Direktvermarktung verpflichtend zu machen und die Festvergütung abzuschaffen (Öko-Institut 2014; SRU 2013; Agora Energiewende 2013);
2. statt der gleitenden eine fixe Marktprämie einzuführen (Öko-Institut 2014; BDEW 2013);¹²
3. statt der Finanzierung der Strommengen (in kWh) die Kapazität (in kW) einer Anlage zu finanzieren (Öko-Institut 2014);
4. ein Quotensystem einzuführen (ifo 2012; RWI 2012: 34; Monopolkommission 2011: 23).

4.4.2 DIE ERWIDERUNG

Schon immer hatten unterschiedliche Kraftwerke bei der Stromversorgung unterschiedliche Aufgaben. Vor der Energiewende und dem starken Wachstum der erneuerbaren Energien waren vor allem Erdgas- und Pumpwasserkraftwerke dafür zuständig, die Stromproduktion an den kurzfristig schwankenden Stromverbrauch anzupassen. Atomkraft-, Steinkohle-, Wasserkraft- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerke lieferten dagegen die sogenannte Grundlast – die Last, die praktisch ständig benötigt wurde. Die Grundlastkraftwerke mussten daher ihre Stromerzeugung kaum steuern und dem Strombedarf anpassen – viele waren darauf auch nicht ausgelegt. Sie erzeugten Strom zu niedrigen betriebswirtschaftlichen Kosten, aber zulasten der Umwelt. Zwar sind die meisten konventionellen Kraftwerke inzwischen deutlich flexibler als noch vor wenigen Jahren. Eine Reduktion der Stromerzeugung auf null ist allerdings bei vielen Kraftwerken auch heute nicht möglich (Lambertz et al. 2012).

Mit einem hohen und steigenden Anteil von Wind- und Photovoltaikanlagen sinkt der Bedarf an traditionellen Grundlastkraftwerken. Je häufiger die Stromeinspeisung dieser An-

¹² Diese Forderung hat der BDEW inzwischen verworfen (BDEW 2015).

lagen für einzelne oder mehrere Stunden in den Bereich des gesamten Stromverbrauchs kommt, desto mehr werden unflexible Grundlastkraftwerke zu einem Problem für die Stromversorgungssicherheit. Daher muss bei einem weiter wachsendem Ökostromanteil vor allem der konventionelle Kraftwerkspark weiter flexibilisiert und müssen neue Flexibilitätsoptionen angereizt werden. Im zukünftigen klimafreundlichen Kraftwerkspark erzeugen Wind- und Photovoltaikanlagen den kostengünstigen Strom – und ersetzen damit die traditionellen Grundlastkraftwerke. Die Flexibilitätsoptionen müssen dann nicht mehr nur den schwankenden Stromverbrauch, sondern auch die schwankende Stromeinspeisung der fluktuierenden Ökostromtechnologien ausgleichen.

Für die Optimierung der Flexibilitätsoptionen steht eine Reihe politischer Instrumente zur Verfügung, beispielsweise die Anpassung der Netzentgelte, der Regelenergiemärkte und des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems (UBA 2015b: 136 ff., 157 ff., 176 ff.). Ferner würde die Verstärkung der kurzfristigen Strompreisschwankungen die Flexibilität konventioneller Kraftwerke anreizen. Dies könnte durch eine Dynamisierung von bislang festen Aufschlägen auf den Strompreis erfolgen, z. B. der EEG- und KWK-Umlage sowie den Netzentgelten (IWES/Energy Brainpool 2015: 45). Vieles davon wird nicht im EEG geregelt, sondern in anderen energiewirtschaftlichen Gesetzen und Verordnungen.

Dennoch können Windenergie- und Photovoltaikanlagen dazu beitragen, den Bedarf an Flexibilitätsoptionen zu minimieren, Systemdienstleistungen bereitzustellen und damit ggf. die Gesamtkosten zu senken – und tun das schon heute.

Die Marktprämie

Bis 2012 definierte das EEG ausschließlich feste Vergütungen. Um sie zu erhalten, mussten Anlagenbetreiber_innen ihren Strom nur ins Netz einspeisen, ihn aber nicht am Markt verkaufen. Insbesondere aus dieser Zeit stammt die Kritik, dass das EEG die Marktintegration der erneuerbaren Energien verhindere.

Auch vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 2012 die optionale Marktprämie eingeführt. Anlagen, die mit ihr finanziert werden, verkaufen ihren Strom am Großmarkt wie beispielsweise die Börse EEX. Seit 2014 ist diese Direktvermarktung für Neuanlagen grundsätzlich verpflichtend, die einstige Festvergütung ist praktisch abgeschafft. Neuanlagen müssen seitdem ihren Strom selber vermarkten und nutzen in aller Regel das Marktprämiensystem. Bereits Mitte 2014 wurden alle Offshore-Windenergieanlagen, knapp 90 Prozent aller Windenergieanlagen an Land, knapp 70 Prozent aller Biomasseanlagen und gut 15 Prozent der installierten Leistung der Photovoltaikanlagen über das Marktprämiensystem direkt vermarktet (ISI 2014: 4). Sie sind damit den kurzfristig schwankenden Preisen am Markt ausgesetzt und haben einen entsprechenden Anreiz, ihre Einspeisung bzw. ihre Auslegung daran zu orientieren. Das gilt seit dem EEG 2014 für alle Neuanlagen. Ferner müssen die Betreiber_innen dieser Anlagen verlässlich abschätzen und angeben, wann sie wie viel Strom einspeisen werden, und im Falle einer Fehlprognose Ausgleichsstrom vorhalten – eine Anforderung, die grundsätzlich auch in einem Festpreissystem aufgestellt werden könnte. Bereits seit 2012 wurden somit bestehende und neue EEG-Anlagen deutlich stärker in den Strommarkt integriert.

Eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes kommt zum Ergebnis, dass die gleitende Marktprämie tatsächlich Anreize für eine bedarfsgerechte Auslegung und zur Vermeidung des Weiterbetriebs bei negativen Strompreisen setzt. Ferner sei sie im Vergleich zu alternativen Vergütungssystemen zielführend, sodass mögliche Weiterentwicklungen in diesem Rahmen erfolgen sollten (UBA 2015b: 123 f.). Die Einführung der Marktprämie dürfte beispielsweise dazu beigetragen haben, dass Photovoltaikanlagen heute immer weniger strikt nach Süden ausgerichtet werden. So werden Photovoltaik-Freiflächenanlagen teilweise nach Osten und Westen ausgerichtet. Da so auf der gleichen Fläche mehr Module installiert werden können, erhöht diese Anlagenauslegung den Stromertrag insgesamt. Dies gilt insbesondere in den Morgen- und Abendstunden, in denen die durchschnittlichen Erlöse höher sind als zur Mittagszeit. Zur Mittagszeit sind die Erlöse dagegen geringer, wenn erstens die Erlöse niedriger sind und zweitens die Gefahr einer Netzüberlastung stärker ist (e21 2015: 4 f.).

Die Flexibilitätspremie für Biomasseanlagen

Zusätzlich zur „gleitenden Marktprämie“ wurde bereits mit dem EEG 2012 die Flexibilitätspremie für Biomasseanlagen eingeführt. Denn diese eignen sich grundsätzlich sehr gut, dann Strom einzuspeisen, wenn der Bedarf besonders hoch ist. Dafür müssen die bestehenden Anlagen umgerüstet werden. Notwendig sind beispielsweise Biogasspeicher, die Steigerung der installierten Stromerzeugungsleistung oder im Falle von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen Warmwasserspeicher. Da die möglichen Zusatzeinnahmen einer bedarfsgerechten Einspeisung am Markt für eine Umrüstung derzeit nicht ausreichen, werden diese mit der Flexibilitätspremie finanziert.

Systemdienlichkeit im bestehenden System

Unabhängig von der Umstellung auf das Marktprämiensystem sind insbesondere Windenergieanlagen in den letzten zehn Jahren bezüglich ihrer Systemdienlichkeit deutlich besser geworden. Schon zu Zeiten vor Einführung der „gleitenden Marktprämie“ wurden immer höhere Windenergieanlagen mit immer größeren Rotordurchmessern gebaut, während im Vergleich zu den technischen Möglichkeiten der Anstieg der Leistung der Anlagen gering blieb. So hat sich das Verhältnis zwischen Generatorleistung und überstrichener Rotorfläche¹³ zwischen 1996 und 2011 durchschnittlich kaum geändert, während die Nabenhöhe kontinuierlich stieg. Seit 2011 ist dieses Verhältnis sogar gesunken – bei weiter steigenden Nabenhöhen (Deutsche WindGuard 2015: 7 f.). Diese Entwicklungen tragen maßgeblich dazu bei, dass die Volllaststunden neuer Windenergieanlagen steigen.

Negative Strompreise

Es bleibt die Kritik, dass im bestehenden System EEG-Anlagen auch dann Strom einspeisen, wenn am Spotmarkt der Strom-

¹³ Die „überstrichene Rotorfläche“ entspricht der Fläche, die von den Flügeln einer Windenergieanlage während ihrer Drehung überstrichen wird.

börse negative Preise vorliegen. Zumindest solange diese entstehen, obwohl noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind, ist es umstritten, ob Wind- und Photovoltaikanlagen ihre Einspeisung tatsächlich drosseln sollten. Denn diese Anlagen erzeugen Strom zu Grenzkosten von nahe null, während alle konventionellen Kraftwerke deutlich höhere Grenzkosten aufweisen. Ferner erzeugen Wind- und Photovoltaikanlagen im Betrieb praktisch keine Treibhausgasemissionen, fossile Kraftwerke schon (UBA 2015b: 123, Fußnote 128; EnKliP 2015b: 39 f.; arrhenius 2013: 31; IZES et al. 2013: 70). Gemessen an zwei von drei Kriterien der energiewirtschaftlichen Zieltrias ist somit die Abregelung von Wind- und Photovoltaikanlagen bei negativen Strompreisen nachteilig – bei der Wirtschaftlichkeit und bezüglich des Umweltschutzes.

Kostenanalyse für Marktintegrationsinstrumente für fluktuierende erneuerbare Energien

Da die fluktuierenden erneuerbaren Energien wetterabhängig sind und bleiben, sollte sorgfältig geprüft werden, ob die Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias durch eine weitere Marktintegration tatsächlich besser erfüllt werden können. Insbesondere müssen den ökonomischen Vorteilen für das Gesamtsystem die Kosten, die mit einer Marktintegration einhergehen, überwiegen. Schließlich kostet bereits die Marktintegration der fluktuierender erneuerbaren Energien auf Basis der „gleitenden Marktprämie“ pro Kilowatt eingespeistem Ökostrom 0,4 Cent – das sind rund fünf Prozent der Gesamtvergütung für Windenergieanlagen an Land (EEG 2014 § 37 Abs. 3).

In diesem Zusammenhang sollte auch geprüft werden, ob es günstiger ist, wenn viele Einzelakteur_innen Einspeiseprognosen erstellen und Fahrplanabweichungen ausgleichen – oder ob es volkswirtschaftlich vorteilhafter wäre, wenn dies von einem zentralen Akteur gemacht würde. Das würde verhindern, dass beispielsweise Betreiber_innen von Photovoltaikanlagen aufgrund einer unerwartet starken Bewölkung Ersatzenergie kaufen müssen, obwohl aufgrund ebenfalls unerwartet hoher Windgeschwindigkeiten gerade die Windstromeinspeisung höher ist als angenommen. Vor diesem Hintergrund ist es umstritten, ob eine Marktintegration sowohl volkswirtschaftlich als auch für die Endverbraucher_innen tatsächlich Vorteile erzeugt (DIW 2015b: 503–508; Nestle 2011).¹⁴

4.4.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN: OPTIONEN IM BESTEHENDEN SYSTEM NUTZEN

Bereits mit dem EEG 2012 wurde eine weitgehende Marktintegration bei den meisten EEG-Anlagen angereizt. Seit dem EEG 2014 ist diese Marktintegration für neue Anlagen verpflichtend. Bei bedarfsgerecht regelbaren erneuerbaren Energien, insbesondere bei Biomasseanlagen, ist dies in jedem Fall sinnvoll. Durch deren Umbau hin zu tatsächlich bedarfsgerecht steuerbaren Anlagen können sie deutlich systemdienlicher betrieben werden. Dies wird innerhalb des Systems der administrativ festgelegten Marktprämie bereits angereizt. Dieser Anreiz könnte bei Biomasseanlagen ggf. verstärkt

werden, um den Umbau bestehender Anlagen zu beschleunigen. Die in der Diskussion befindliche Verlängerung des Vergütungszeitraums für bestehende Anlagen könnte dabei genutzt werden. Angesichts der hohen Stromerzeugungskosten von mit Anbaubiomasse betriebenen Biogasanlagen, der Knappheit von Biomasse und der Stagnation des Anteils der erneuerbaren Energien in den Bereichen Wärme/Kälte und Verkehr kann ferner überlegt werden, ob die Förderung der Biomasse zukünftig Sektor übergreifend ausgestaltet werden sollte.

Bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien ist fraglich, ob eine Marktintegration tatsächlich zu einem systemdienlicheren Betrieb oder Auslegung führen kann. Angesichts der deutlich systemdienlicheren Auslegung moderner Anlagen im Vergleich zu älteren Anlagen und den zusätzlichen Kosten einer weiteren Verbesserung erscheinen weitere Anreize fraglich. Bei der Windenergie an Land könnte – bei Beibehaltung der bestehenden grundsätzlichen Fördersystematik – ggf. eine Optimierung des Referenzertragsmodells zu einer systemdienlicheren Auslegung führen (DIW 2015c).

Sollte eine Abregelung von Ökostromanlagen bei negativen Spotmarktpreisen angestrebt werden, wäre dies im Rahmen einer administrativ festgelegten Vergütungshöhe umsetzbar. Das zeigt die im EEG 2014 bestehende Regelung, nach der EEG-Anlagen keine Vergütung mehr erhalten, wenn über einen Zeitraum von sechs Stunden negative Preise bestehen (EEG 2014: § 24 Abs. 1).

4.5 GLEICHES RISIKO FÜR ALLE – DAS EINHEITLICHE MARKTDESIGN

4.5.1 DAS ARGUMENT

Aufgrund des derzeitigen EEG agieren Investor_innen im Bereich konventioneller Energien unter anderen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen als im Bereich der erneuerbaren Energien. Insbesondere müssen Investor_innen bei konventionellen Kraftwerken das langfristige Risiko bezüglich des Strompreises eingehen, bei EEG-Anlagen müssen sie dies nicht. Denn auch im System der „gleitenden Marktprämie“ können Investor_innen sicher sein, dass sie langfristig für jede Kilowattstunde Ökostrom, die sie einspeisen wollen, sowohl die Marktprämie als auch einen Erlös am Markt einnehmen können. Deren Summe bleibt über den gesamten Vergütungszeitraum annähernd konstant.

Diese ungleiche Behandlung von Marktteilnehmer_innen sei in einem Marktsystem nur übergangsweise akzeptabel. Daher müssten die Betreiber_innen von Ökostromanlagen mehr Risiken übernehmen. Ferner müsse die Finanzierung des Ausbaus von Ökostromanlagen so umgestellt werden, dass sie mittel- bis langfristig in ein gemeinsames und einheitliches Marktdesign für alle Stromerzeugungstechnologien überführt werden kann. Dieses einheitliche Marktdesign soll den Einsatz bestehender und den Bau neuer Stromerzeugungsanlagen marktgesteuert regeln (Öko-Institut 2014: 53; BDEW 2013: 27). Der BDEW hat diese Position allerdings inzwischen aufgegeben (BDEW 2015).

Um für alle Stromerzeuger_innen einheitliche Risiken zu etablieren, wird vorgeschlagen, statt der gleitenden eine fixe

¹⁴ Siehe hierzu Kapitel 6.1.2.

Marktprämie einzuführen (Öko-Institut 2014; BDEW 2013). Für einige Akteure, u. a. die Regierungskoalition, sollte es perspektivisch einen Markt für alle Marktteilnehmer_innen geben (Öko-Institut 2014; CDU/CSU 2013: 53).

4.5.2 DIE ERWIDERUNG

Zwar stecken Ökostromtechnologien heute nicht mehr in den Kinderschuhen. Die entsprechenden Anlagen sind technisch vielfach ausgereift und Hightechprodukte. Die Stromproduktion insbesondere mit Windenergie an Land und Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist heute kostengünstiger als die Stromerzeugung mit neuen konventionellen Kraftwerken. Das bedeutet aber nicht, dass sie dem gleichen Risiko wie konventionelle Kraftwerke ausgesetzt werden oder mit ihnen in ein und demselben Markt agieren sollten.

Das ungleich verteilte Risiko

Das Preisrisiko sorgt in einer Marktwirtschaft dafür, dass Investitionen nur dann durchgeführt werden, wenn Investor_innen von einer entsprechenden Nachfrage und einem entsprechenden Preis ausgehen. Die Übernahme des Preisrisikos ist allerdings kein Selbstzweck, sondern eine Folge von Wettbewerb. Dieser Wettbewerb kann Effizienzgewinne generieren.

Anders als auf anderen Märkten ist die Nachfrage beim Ausbau der erneuerbaren Energien durch die Festlegung konkreter Ausbauziele politisch vorbestimmt. Daher führt eine Übernahme von Preisrisiken hier nicht automatisch zu einer höheren Effizienz. Soll die energiewirtschaftliche Zieltrias erfüllt werden, kann es nicht darum gehen, unabhängig von den Folgen das Prinzip der gleichen Risikoübernahme für alle Investitionen umzusetzen. Vielmehr sollte die politisch bestimmte Nachfrage möglichst kostengünstig erreicht werden (BDEW 2013a: 28).

Mit der Zielsetzung zum Ökostromausbau hat der Staat die Entscheidung über die Nachfrage nach Ökostrom bereits gefällt, damit muss der Markt sie nicht mehr hervorbringen. Er definiert praktisch eine Knappheit, die durch den Strompreis nicht angezeigt wird und davon völlig unabhängig ist. Weder der aktuell niedrige noch ein absehbar weiter fallender Strompreis am Strommengenmarkt wie beispielsweise der Börse darf somit missverstanden werden als ein Anzeichen für ein Überangebot von Ökostrom. Vielmehr kann dieser Preis seine eigentliche Funktion der Koordination von Angebot und Nachfrage hier nicht ausüben.

Die Übernahme von neuen oder die Steigerung bereits bestehender Risiken bei der Finanzierung von Ökostromprojekten würde aber zu höheren Renditeanforderungen und höheren Kreditkosten führen – und damit zu höheren Kosten für das Endprodukt (ISI et al. 2016). Werden also die langfristigen Preisrisiken auf die EEG-Anlagen überwältigt, erhöht das die Kosten des Ökostromausbau – die von den Stromkund_innen zu tragen sind (EnKliP 2015b: 26 ff.).

Der einheitliche Markt

Nachdem bis zum Ende des vorigen Jahrhunderts im Rahmen der staatlichen Stromversorgung der Staat bestimmt hat, wann wo welches Kraftwerk gebaut werden soll, wurde der

Strommarkt in der Europäischen Union, den USA und anderen Regionen liberalisiert. Er basiert nun auf dem Handel mit Strommengen – diese werden schließlich von Kund_innen nachgefragt. Dieser „Energy only Market“ sollte insbesondere folgende Funktionen erfüllen:

1. die kurzfristige Einsatzplanung der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten, sodass die Anlagen mit den geringsten Grenzkosten Strom einspeisen;
2. Signale senden, aufgrund derer Investor_innen entscheiden können, ob und welche Kraftwerke neu gebaut oder still-

gelegt werden. Der sich daraus ergebene Kraftwerkspark soll die Stromversorgungssicherheit gewährleisten.

Die kurzfristige Einsatzplanung

Das System der Steuerung des Einsatzes bestehender Kraftwerke funktioniert im Energy only Market grundsätzlich gut. Er wirkt allerdings auf Anlagen, die über das EEG finanziert werden, nur begrenzt. Dies ist in den meisten Fällen nicht problematisch. Da Wind-, Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen praktisch keine Grenzkosten verursachen, sollten sie zumindest dann Strom einspeisen, wenn der Spotpreis nicht negativ ist. Im bestehenden EEG-System tun sie das, da sie grundsätzlich einen Anspruch auf die Festvergütung bzw. die Marktprämie haben. Das EEG setzt hier somit keine falschen Anreize. Anders ist dies bei Biomasseanlagen. Insbesondere Anlagen, die mit Anbaubiomasse betrieben werden, haben relativ hohe Grenzkosten. Dennoch werden sie aufgrund des EEG auch dann betrieben, wenn die Spotmarktpreise niedrig oder gar leicht negativ sind. Die gleitende Marktprämie, verbunden mit dem Flexibilitätsbonus, setzt hier Anreize, bedarfsgerecht einzuspeisen. Diese könnten möglicherweise weiter gestärkt werden.¹⁵

Die Investitionsentscheidung

Es gibt international unterschiedliche Erfahrungen und Einschätzungen, ob der Strommengenmarkt tatsächlich die richtigen Signale zum Bau neuer Stromerzeugungsanlagen setzen und damit die Stromversorgungssicherheit dauerhaft gewährleisten kann. Teile der USA, Neuseeland, Chile, Kolumbien, Großbritannien, Frankreich und andere Staaten vertrauen dem Energy only Market offenbar nicht. Vielmehr schreiben sie mithilfe eines zusätzlichen Kapazitätsmarkts die aus Sicht der Regierung notwendige sicher einsetzbare installierte Leistung aus – oder wollen dies tun (Agora Energiewende 2015b: 1). Die Entscheidung, welche Leistung betriebsbereit zur Verfügung stehen soll, trifft hier also der Staat, nicht der Markt. Die Bundesregierung plant dagegen, das Strommarktdesign so anzupassen, dass der Markt die notwendigen Signale zum Bau von Kraftwerken sendet. Sie möchte darauf verzichten, selber zu bestimmen, wie viele Kraftwerke in Deutschland in Betrieb sein sollen (BMW 2015c: 3).

Ob dies gelingt, bleibt abzuwarten. Da die Liberalisierung des Strommarktes weltweit erst vor rund 20 Jahren begann,

¹⁵ Zum Aspekt der Einspeisung bei negativen Strompreisen siehe Kapitel 4.4.2.

fehlen bislang die praktischen Erfahrungen über einen längeren Zeitraum. Da fossile Kraftwerke eine deutlich längere technische und betriebswirtschaftliche Lebenszeit haben, wäre ein längerer Zeitraum für abschließende Bewertungen notwendig. Für eine Reihe von Flexibilitätsoptionen gibt es gute Gründe, warum eine Steuerung über einen gut funktionierenden Strommengenmarkt erfolgreich sein kann. Gasturbinen, Lastmanagement, günstige Stromspeichertechnologien oder die Nutzung bestehender Notstromaggregate können mit relativ geringen Investitionskosten und in kurzer Planungszeit erschlossen werden. Regelbare Anlagen können diese Investitionskosten relativ schnell refinanzieren, wenn die kurzfristigen Strompreisschwankungen in einem System mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien und wenigen oder keinen Grundlastkraftwerken wie erwartet stärker werden (BMWi 2014b: 13). Unter diesen Rahmenbedingungen könnten sich genügend Investor_innen finden, die in diese Technologien investieren.

Windenergie- und Photovoltaikanlagen unterscheiden sich dagegen von den oben genannten Flexibilitätsoptionen stark. Sie können nicht gezielt dann direkt Strom einspeisen, wenn der Strompreis gerade hoch ist. Damit sind sie nicht in der Lage, innerhalb kurzer Frist sicher ihre Investitionskosten wieder einzuspielen. Diese sind bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen aber vergleichsweise hoch – während die Betriebskosten sehr niedrig sind. Daher ist davon auszugehen, dass auch ein angepasster Energy only Market nicht in der Lage sein wird, den Bau der richtigen Anzahl von Wind- und Photovoltaikanlagen anzureizen (IEA 2016: 12).

Hinzu kommt, dass bei steigenden Anteilen von Wind- und Photovoltaikstrom die kurzfristigen Strompreise systematisch immer dann niedrig sein werden, wenn diese Technologien gerade viel Strom einspeisen können. Dieser Effekt verstärkt sich mit steigenden Anteilen fluktuierender Energien (Hirth/Schlandt 2016; Öko-Institut 2014: 117). Wenn sich diese Anlagen überhaupt an einem Energy only Market refinanzieren lassen, dann nur bei extrem hohen Preisen für Kohle, Erdgas und Uran sowie CO₂ (Höfling 2013). Ob sich diese hohen Preise schnell genug einstellen, um zumindest das politisch festgelegte Wachstum der erneuerbaren Energien ausreichend anzureizen, ist fraglich. Daher wird der Staat eine spezifische Finanzierung des Ökostromaubaues organisieren und entscheiden müssen, wie hoch die installierte Leistung dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien sein soll und wie viele Anlagen jedes Jahr zugebaut bzw. ersetzt werden müssen (Piria et al. 2013: 7; IEA 2016: 12).

Unabhängig davon ist davon auszugehen, dass während der gesamten Übergangszeit bis hin zu einer vollständig erneuerbaren Stromversorgung eine Überkapazität an Stromerzeugungskapazitäten vorliegen wird. Denn bestehende konventionelle Kraftwerke werden erst dann endgültig vom Netz genommen werden können, wenn sowohl ihre Stromproduktion als auch ihr Angebot von Systemdienstleistungen von anderen technischen Optionen zuverlässig ersetzt worden sind. Aufgrund dieser langfristig anhaltenden Überkapazität ist zu erwarten, dass die Durchschnittspreise am Stromgroßmarkt dauerhaft unter den Stromerzeugungskosten neuer Kraftwerke liegen werden – konventioneller wie erneuerbarer. Eine spezifische Finanzierung für neue Ökostromanlagen ist auch deswegen erforderlich (IEA 2016: 12).

Bezüglich der Versorgungssicherheit stellt dies kein Problem dar. Denn die Aufgabe, diese dauerhaft zu gewährleisten, fällt vor allem den Flexibilitätsoptionen zu (UBA 2015b). Hauptaufgabe der günstigen Ökostromtechnologien wie Windenergie und Photovoltaik wird dagegen die Stromproduktion sein.

4.5.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN: KEIN ÄNDERUNGSBEDARF ERKENNBAR

Bezüglich des volkswirtschaftlich richtigen Einsatzes der bestehenden Kraftwerke führt die administrative Festlegung der Vergütungshöhe bei Windenergie-, Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen grundsätzlich zu keinen falschen Entscheidungen. Bei Biomasseanlagen und anderen flexibel steuerbaren Ökostromanlagen bestehen jedoch Fehlanreize.

Aufgrund der mittel- und langfristigen politischen Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien spielt bei der Frage, ob oder wie viele weitere Windenergie- oder Photovoltaikanlagen gebaut werden sollen, der Markt auf absehbare Zeit keine Rolle. Ihr Ausbau und eine entsprechende gezielte Finanzierung ergeben sich aus der politischen Zielsetzung zum Ökostromausbau. Es ist daher nicht zielführend, diesen Ausbau von einem Marktsignal abhängig zu machen.

Auch langfristig kann angesichts der unterschiedlichen Qualitäten und Anforderungen von fluktuierenden erneuerbaren Energien und den Flexibilitätsoptionen infrage gestellt werden, ob ein einheitliches Marktdesign für alle Stromerzeugungsanlagen erstrebenswert ist und für die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit Vorteile generieren kann. Ferner ist es bislang völlig unklar, wie ein einheitlicher Markt in einem Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien tatsächlich aussehen könnte. Solange dies unklar ist, erscheint eine Reform der Finanzierung erneuerbarer Energien mit dem Ziel einer Anpassung an einen unbekanntenen einheitlichen Strommarkt wenig sinnvoll.

4.6 DAS SYSTEM IST ZU KOMPLIZIERT

4.6.1 DAS ARGUMENT

Die Höhe der Vergütung für Ökostromanlagen nach dem EEG ist u. a. abhängig von der Größe der Anlage, dem Standort, dem verwendeten Brennstoff und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Durch diese umfassende Differenzierung werden die seit Beginn des EEG in Betrieb genommenen EEG-Anlagen mit über 1.000 unterschiedlichen Vergütungshöhen vergütet. Zusätzlich bestimmt das EEG zahlreiche Ausnahmen, insbesondere bezüglich der Begünstigung von großen Stromverbrauchern. Ferner werden insgesamt 37 Begriffe definiert, beispielsweise was unter „erneuerbaren Energien“ tatsächlich zu verstehen ist, was genau eine „Anlage“, die „Eigenversorgung“ oder die „Inbetriebnahme“ ist. Trotz dieser Begriffsbestimmungen kommt es noch immer vereinzelt zu rechtlichen Unklarheiten.

Daher führen Kritiker_innen an, dass kaum jemand das heutige EEG in Gänze verstehe und die Beteiligten ohne juristischen Beistand nicht mehr mit dem EEG arbeiten könnten. Vor diesem Hintergrund hat beispielsweise die Agora Energiewende Vorschläge für ein „radikal vereinfachtes EEG“ vorgelegt. Darin werden u. a. eine grundsätzliche Vergütungsobergrenze von 8,9 Ct/kWh¹⁶, Ausschreibungen für Offshore-

Windenergie- und Biomasseanlagen und die konsequente Abschaffung aller Boni für Neuanlagen vorgeschlagen (Agora Energiewende 2013).

4.6.2 DIE ERWIDERUNG

Das bestehende System ist im Grundsatz einfach

Eine der wichtigsten Regelungen bei der Finanzierung von Ökostromanlagen ist, mit welcher Vergütungshöhe ein/eine Investor_in später zu rechnen hat. Genau diese Information konnten auch Nichtjurist_innen in allen bisherigen EEG-Versionen sehr schnell finden. Darüber hinaus wurden die Vergütungshöhen beispielsweise in Form übersichtlicher Tabellen durch die Bundesregierung und andere Organisationen bereitgestellt (BMU 2013b). Seit bei der Photovoltaik und später der Windenergie an Land der „Atmende Deckel“ eingeführt wurde, veröffentlicht die Bundesnetzagentur die aktuell gültigen Vergütungen im Internet (BNetzA 2015d). Sowohl bei einem Ausschreibungs- als auch bei einem Quotensystem sind die Vergütungen dagegen im Voraus systembedingt nicht bekannt und ergeben sich erst zu einem relativ späten Zeitpunkt, nachdem relevante Investitionen bereits getätigt wurden. Dies ist für Investor_innen deutlich schwieriger zu handhaben als bei einer administrativ festgelegten Vergütungshöhe.

Teile der Komplexität sind unabhängig vom Instrument

Dennoch kann nicht abgestritten werden, dass das EEG viele komplizierte Regelungen enthält. Die meisten davon sind aber unabhängig von den bisherigen Kernelementen des EEG. Dies betrifft praktisch alle Begriffsdefinitionen, die auch bei anderen Finanzierungsinstrumenten vorgenommen werden müssten. Auch ein Großteil der Ausnahmen ist unabhängig vom Finanzierungsinstrument, beispielsweise die Begünstigung der stromintensiven Industrie bei der EEG-Umlage.

Die Vielzahl unterschiedlicher Vergütungshöhen entspricht dem Wunsch, die Vergütungen an den tatsächlichen Kosten der unterschiedlichen Anlagen zu orientieren. Dies soll unangemessene Gewinne und damit zu hohe Kosten für die Verbraucher_innen vermeiden. Da sich die Kosten der unterschiedlichen Technologien aufgrund der technologischen Entwicklung ständig ändern, wurden die Vergütungen in der Regel jedes Jahr abgesenkt, im Falle der Photovoltaik seit einigen Jahren monatlich. Wird der Grundsatz verfolgt, eine Überförderung und unnötige Mitnahmeeffekte zu vermeiden, ergeben sich zwangsläufig mit der Zeit zahlreiche unterschiedliche Vergütungshöhen. Würde man darauf verzichten, käme es unabhängig vom Finanzierungssystem zu hohen Mitnahmeeffekten und deutlichen Mehrkosten für die Verbraucher_innen. Denn dann würden auch die günstigen Technologien die hohen Einspeisevergütungen der teureren Technologien erlangen. Die Investor_innen würden damit auf Kosten der Verbraucher_innen hohe Renditen erzielen.

Die Komplexität anderer Instrumente

Andere Finanzierungssysteme können aber – ungeachtet der genannten Aspekte – spürbar komplexer sein als eine administrativ festgelegte Einspeisevergütung. Als Maßstab kann

¹⁶ Siehe hierzu auch Nestle (2013a, 2013b).

der Umfang der rechtlichen Bestimmungen der verschiedenen Instrumente gelten. Während das gesamte EEG 2012 166.000 Zeichen umfasst (EEG 2012b), wird die Pilotausschreibung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in einer Verordnung mit etwa 60.000 Zeichen geregelt (Freiflächenausschreibungsverordnung 2015). Wird das gesamte System umgestellt, müssen zusätzlich die Bedingungen für die Ausschreibung von Windenergie an Land, Offshore-Windenergie, gebäudebezogenen Photovoltaikanlagen (über 750 kW) und ggf. Biomasse ebenfalls rechtlich festgelegt werden. Dabei wird ein Großteil des derzeitigen EEG allerdings nicht entbehrlich. Daran wird deutlich, wie komplex ein Ausschreibungssystem im Vergleich zur administrativen Festlegung der Vergütung ist.

Auch die vorgesehene strikte Begrenzung des Ökostromausbaus macht das EEG spürbar komplizierter. Allein die Anlage des Gesetzesentwurfes, in der die Berechnung der auszureichenden Leistung bei Windenergie an Land geregelt ist, füllt über elf Seiten. Sie enthält über 20 komplexe Formeln mit 70 Faktoren, die jeweils detailliert erläutert werden müssen (BMWi 2016c: Anlage 2, S. 79).

Auch andere Regelungen im Bereich des Klimaschutzes sind komplex und kompliziert. So wurde für die Umsetzung des CO₂-Emissionshandelssystems die „Deutsche Emissionshandelsstelle“ (DEHSt) eingerichtet, in der 164 Menschen beschäftigt sind (UBA 2014b). Eine solche staatliche Institution musste für das EEG nicht eingerichtet werden, obwohl von ihm eine deutlich höhere Zahl von Anlagen und Akteuren betroffen ist und es eine höhere Reduktion von Treibhausmissionen bewirkt (BMU 2007: 12).

4.6.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN: BESTEHENDES SYSTEM BESSER ALS SEINE ALTERNATIVEN

Zwar ist das bestehende EEG kompliziert. Dies ist allerdings nicht auf das Finanzierungssystem einer administrativ bestimmten Einspeisevergütung zurückzuführen. Vielmehr kann es durch einen Wechsel der Finanzierungssystematik – beispielsweise auf ein Ausschreibungssystem – zu einer spürbaren Erhöhung der Komplexität kommen.

4.7 ZWISCHENFAZIT

Ausbaugeschwindigkeit der noch relativ teuren Ökostromtechnologien

Bei den heute noch teuren Ökostromtechnologien ist eine Begrenzung der Ausbaugeschwindigkeit aus Sicht der Stromkosten sinnvoll. Das betrifft grundsätzlich mit Anbaubiomasse oder Gülle betriebene Biomasseanlagen, die Offshore-Windenergie und Geothermie. Bei Biomasseanlagen sollte die Flexibilisierung bestehender Anlagen im Vordergrund stehen und nicht die Steigerung der reinen Stromproduktion. Bei der relativ teuren Gülleverstromung, die neben der klimafreundlichen Stromerzeugung deutliche Vorteile beim Umwelt-, Natur- und Gewässerschutz aufweist, könnte überlegt werden, ob die umwelt-, natur-, gewässer- und klimafreundliche Entsorgung von Gülle verpflichtend gemacht wird. Bei der dann notwendigen Behandlung der Gülle könnte anschließend mit relativ geringen Zusatzkosten Strom erzeugt werden. Die Kosten

für eine umweltfreundliche Entsorgung übernehmen dann nicht die Stromkund_innen, sondern die Verursacher_innen der Gülleproduktion. Geothermieanlagen erzeugen bisher keine großen Strommengen – und werden dies auch in absehbarer Zeit nicht tun. Eine künstliche Begrenzung erscheint hier somit entbehrlich. Bei Offshore-Windenergie plant die Bundesregierung mit einem eigenen Gesetz auf Grundlage der administrativen Festlegung der Vergütungshöhe eine faktische Zubaubegrenzung einzuführen, indem der Netzan-schluss bzw. eine offizielle Zusage dazu Voraussetzung für einen Vergütungsanspruch sein soll.

Ausbaugeschwindigkeit der günstigen Ökostromtechnologien

Für die bereits günstigen Technologien wie insbesondere Windenergie an Land und Photovoltaik erscheint aus Kostengründen keine Ausbaubegrenzung notwendig, ein schneller Ausbau wäre aber sehr wichtig für den Klimaschutz. Mit dem „Atmenden Deckel“ besteht bei der Photovoltaik bereits ein grundsätzlich funktionierendes Steuerungsinstrument, das eine erneute Explosion des Ausbaus wie in den Jahren 2010 bis 2012 verhindern dürfte. Dies erscheint bei Photovoltaik aufgrund der starken kurzfristigen Schwankungen der Einspeisung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit grundsätzlich sinnvoll.

Ausbaugeschwindigkeit und Netzproblematik

Auch vor dem Hintergrund der Netzproblematik erscheint eine Steuerung des Ökostromausbaus, die über die Regelungen des EEG 2012 hinausgeht, nicht notwendig. Denn der Netzausbau dürfte mit dem Druck einer schnell steigenden Ökostromproduktion deutlich schneller fortschreiten als ohne diesen Druck. Wichtig wäre dagegen, beispielsweise Windenergie auch im Süden Deutschlands zügig auszubauen. Dies könnte zur Substitution der dort bis spätestens 2022 wegfallenden Atomkraftwerke beitragen. Zielführend wäre ferner, den Ökostrom, der wegen Netzengpässen abgeregelt werden müsste, lokal im Wärme-, Kälte- oder Verkehrssektor zu nutzen. Damit kann die mittel- bis langfristig notwendige Sektorkopplung vorangetrieben werden, ohne dadurch hohe Kosten zu verursachen.

Marktintegration und Systemdienlichkeit

Mit der Einführung der gleitenden Marktprämie 2012 und der grundsätzlichen Abschaffung der festen Einspeisevergütung 2014 wurden die meisten bestehenden und neuen Ökostromanlagen den kurzfristigen Signalen des Marktes ausgesetzt. Damit und aufgrund weiterer Regelungen müssen sie ferner eine Reihe von Systemdienstleistungen erbringen. Dies wirkt sich direkt und indirekt positiv auf ihre Systemdienlichkeit aus. Die technisch und ökonomisch sinnvollen Potenziale zur bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Windenergie und Photovoltaik sind allerdings systembedingt stark begrenzt. Für deren Ausgleich werden auch langfristig die Flexibilitätsoptionen dienen müssen.

Zu diesen sollten auch Biomasseanlagen zählen. Bei ihnen erscheinen zusätzliche Anreize für die bedarfsgerechte

Auslegung und den bedarfsgerechten Betrieb sinnvoll. Hier bietet das bestehende EEG trotz Einführung der Marktprämie und des Flexibilitätsbonus zumindest für die Bestandsanlagen offenbar noch keine ausreichenden Anreize.

Die Kosteneffizienz verschiedener Finanzierungsinstrumente

Die Europäische Kommission hat bereits 2008 in einem offiziellen Dokument festgestellt, dass gut ausgestaltete administrativ festgelegte Einspeisevergütungen die effizientesten und effektivsten Finanzierungsinstrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich sind. Diese Aussage wurde damals von zahlreichen wissenschaftlichen Untersuchungen belegt. Aktuelle Studien kommen zu einem ähnlichen Ergebnis. So sind die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) von Ökostromanlagen im Vergleich zu allen anderen europäischen Mitgliedstaaten in Deutschland sehr niedrig. Der WACC hat dabei einen entscheidenden Einfluss auf die Gesamtkosten eines Investitionsprojekts.

Während eines Wechsels des Finanzierungssystems für Ökostromprojekte steigt dabei zunächst der WACC – und damit steigen die Gesamtkosten und die Kosten für die Verbraucher_innen. Es gibt gute Gründe, warum die Vergütungskosten pro eingespeister Strommenge auch nach einem Umstieg auf ein Ausschreibungssystem dauerhaft nicht niedriger sind als bei einer administrativen Festlegung der Vergütungshöhe. Dies gilt insbesondere bei Windenergie an Land. Denn ein Ausschreibungssystem kann nur dann zu niedrigen Vergütungen führen, wenn das Angebot höher ist als die Nachfrage. Ob dies in Deutschland mittel- bis langfristig angesichts der historischen Ausbaumengen und den für einen wirkungsvollen Klimaschutz notwendigen künftig auszuscheidenden installierten Leistungen der Fall sein kann, ist fraglich.

Statt eines Systemwechsels bei der Finanzierung zumindest der bereits günstigen Technologien wie Windenergie an Land und Photovoltaik bieten sich systematische Verbesserungen bei der administrativen Festlegung der Vergütungen an. Diese würden entweder mit gar keinen oder nur sehr geringen Nachteilen oder Risiken einhergehen.

Wettbewerb

Für alle über das EEG finanzierten Ökostromtechnologien gilt, dass das bestehende System der administrativ festgelegten Einspeisevergütungen zu einem sehr starken globalen Wettbewerb zwischen Anlagenhersteller_innen und Projektierer_innen geführt hat. Dies war Grundlage für die technische Entwicklung und die Innovationen der letzten Jahre, die insbesondere bei der Photovoltaik zu massiven Preissenkungen geführt haben. Darüber hinaus sind Qualität und Effektivität aller Ökostromanlagen deutlich verbessert worden. Sie sind daher heute in der Lage, mit einem Anteil an der Stromversorgung von rund einem Drittel eine zentrale Säule der Stromversorgung einzunehmen – ohne dabei die Stromversorgungssicherheit zu gefährden. Das war zu Beginn des EEG für viele Menschen kaum vorstellbar und wäre ohne das EEG und der aus ihm bislang erwachsenen hohen Investitionssicherheit nicht möglich gewesen.

Ein Markt für alle

Für die fluktuierenden Ökostromtechnologien wie Windenergie und Photovoltaik macht eine Überführung der Finanzierung in einen gemeinsamen Markt zusammen mit den konventionellen Kraftwerken zumindest solange keinen Sinn, wie konkrete und anspruchsvolle Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien politisch festgelegt sind. Denn mit diesen Zielen hat die Politik entschieden, wie viel ausgebaut werden soll. Ein Signal des Marktes ist damit überflüssig und kann ggf. auch hinderlich sein. Eine Überführung der Biomasse in einen Markt der Flexibilitätsoptionen könnte dagegen sinnvoll sein.

Die Komplexität des EEG

Das heutige EEG ist zwar durchaus kompliziert – aber vermutlich keinesfalls komplizierter als andere denkbare Finanzierungsinstrumente für Ökostrom. Das zeigen beispielsweise die Pilotausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Allein die entsprechende Verordnung dazu hat einen Umfang, der rund ein Drittel des gesamten EEG 2014 ausmacht. Bei einer vollständigen Umstellung auf ein Ausschreibungssystem würde dabei ein Großteil des bestehenden EEG nicht wegfallen, für die übrigen Technologien müssen allerdings ebenfalls neue Regelungen für die Ausschreibung geschaffen werden. Auch die Begrenzung des Ausbaus macht das EEG komplizierter. So füllen allein die Regelungen zur Berechnung der auszuscheidenden Leistung bei Windenergie an Land im Gesetzesentwurf des EEG 2016 über elf Seiten. Dagegen ist es für einen/eine Investor_in beim bestehenden EEG nach wie vor sehr einfach, dem Gesetz beispielsweise die zu erwartende Vergütungshöhe direkt zu entnehmen. In einem Ausschreibungs- oder Quotensystem dagegen sind die späteren Vergütungen systembedingt unbekannt.

5

FAZIT/AUSBLICK

Das EEG und die darin festgeschriebene administrative Festlegung der Einspeisevergütung für Ökostrom waren über mehr als 20 Jahre sehr erfolgreich. Die jeweiligen Regelungen wurden über die Jahre beispielsweise an die sich ändernden Kosten der Ökostromtechnologien, neue Ansprüche an die System- und Marktintegration und neue rechtliche und politische Anforderungen z. B. seitens der Europäischen Kommission angepasst. Die gewachsene Kritik, die zu großen Teilen auf die zwischen 2010 und 2014 stark gestiegene EEG-Umlage zurückzuführen ist, hat die Politik stark unter Druck gesetzt und bewirkt, dass sich das EEG in den letzten Jahren praktisch ununterbrochen in einem Änderungsprozess befand.

Die EEG-Umlage ist allerdings aus vielfältigen Gründen kein geeigneter Indikator für die Kosten des Ökostromausbaus. So kann an ihr beispielsweise nicht erkannt werden, dass die durchschnittlichen Vergütungen von neu ans Netz gegangenen EEG-Anlagen zwischen 2010 und 2014 um mehr als die Hälfte gesunken sind – während gleichzeitig die EEG-Umlage explodierte. Daher sollte ein sachgerechter Kostenindikator offiziell vorgelegt werden, der die EEG-Umlage in der politischen Diskussion ersetzen kann.

In den letzten Jahren wurden beispielsweise die Vergütungen insbesondere bei der Photovoltaik massiv gekürzt und im Jahr 2009 eine ausbauabhängige Degression eingeführt, die im Jahr 2012 verschärft wurde. Mit diesem „Atmenden Deckel“ wird ein zu schneller Ausbau gebremst, indem die Vergütung für Neuanlagen dann automatisch schneller sinkt. Seit 2010 wird EEG-Strom nicht mehr physisch an die Stromhändler weitergeleitet, sondern von den Netzbetreibern an der Strombörse vermarktet. Damit wird entsprechenden Anforderungen eines liberalisierten Strommarktes entsprochen. 2012 wurde die gleitende Marktprämie zunächst optional eingeführt, auf deren Grundlage 2014 praktisch die Festvergütung abgeschafft wurde. Damit werden die meisten EEG-Anlagen mit dem Marktsignal konfrontiert.

Diese und zahlreiche andere Änderungen haben die Kritik am EEG allerdings kaum verstummen lassen. Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Gutachten gezeigt, dass die wichtigsten Argumente gegen eine administrativ festgelegte Einspeisevergütung zumindest bei den kostengünstigen Technologien wie Windenergie an Land und Photovoltaik

nicht belastbar sind. So kann auch ein schneller Ausbau der kostengünstigen Ökostromtechnologien kaum zu einem Kostenanstieg führen – dessen Begrenzung vermindert aber die Einsparung von Treibhausgasen und steht somit dem Ziel der Umweltverträglichkeit der Stromversorgung entgegen. Ein sehr schneller Ausbau der heute noch relativ teuren Technologien könnte dagegen zu einem spürbaren Strompreisanstieg führen, ihre Ausbaubegrenzung kann somit eine Kostenbegrenzung bewirken. Bei der relevantesten heute noch relativ teuren Technologie, der Offshore-Windenergie, plant die Bundesregierung, den Ausbau bis 2020 auf Grundlage der administrativen Festlegung der Vergütungshöhe strikt zu begrenzen. Dafür soll ein Netzanschluss bzw. eine entsprechende offizielle Zusage als Vergütungsvoraussetzung festgeschrieben werden.

Auch die anderen im vorliegenden Gutachten diskutierten Argumente gegen das EEG können nicht überzeugen. Eine Abkehr von der administrativen Festlegung der Einspeisevergütung für Ökostrom erscheint daher in der Regel nicht im Sinne der Erreichung der energiewirtschaftlichen Zieltrias und anderer energiepolitischer Ziele. Insbesondere die relativ teuren Biomasseanlagen, die als Flexibilitätsoptionen für den Ausgleich der fluktuierenden Stromeinspeisung aus Wind- und Solaranlagen dienen können, stellen ggf. eine Ausnahme dar. Unabhängig davon können Anpassungen an sich ändernde oder neue Anforderungen grundsätzlich innerhalb der administrativ festgelegten Einspeisevergütung durchgeführt werden.

Grundsätzliche Änderungen an der Finanzierungssystematik sind immer risikobehaftet und gefährden das Vertrauen der Industrie in die Energiepolitik. Dies erhöht das Investitionsrisiko, droht die Akteursvielfalt zu reduzieren, die Kosten zu erhöhen und kann letztlich Arbeitsplätze gefährden. Internationale Erfahrungen lassen ferner den Schluss zu, dass die administrative Festlegung von Einspeisevergütungen für Ökostromanlagen – bei guter Ausgestaltung – zu vergleichsweise niedrigen Vergütungen führt. Es gibt gute Gründe, davon auszugehen, dass dies auch in Zukunft so sein wird. Das gilt insbesondere für die Windenergie an Land in Deutschland. Das bisherige System der administrativen Festlegung der Vergütungshöhe durch das EEG kann dagegen ohne nennenswerte neue Risiken oder Nachteile optimiert werden.

Daher sollte der Erfolg der geplanten Umstellung auf ein Ausschreibungssystem anhand klarer Kriterien objektiv beurteilt werden. Dabei sollten die energiewirtschaftliche Zieltrias und die weiteren energiepolitischen Ziele der Bundesregierung berücksichtigt werden, insbesondere die Erhaltung der Akteursvielfalt. Jede Technologie sollte getrennt beurteilt werden. Bezüglich der Kosten sollte zumindest nicht ausschließlich das Kriterium der Vergütung herangezogen werden, sondern beispielsweise die durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital – WACC), die erzielte Rendite oder der Vergleich der Vergütungen mit den Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy – LCOE).

Auf dieser Grundlage sollte im EEG 2016 festgelegt werden, dass der Bundestag in wenigen Jahren erneut entscheiden muss, bei welchen Technologien das neue Ausschreibungssystem beibehalten werden soll – und welche ggf. wieder durch eine administrativ festgelegte Einspeisevergütung finanziert werden sollen.

Es wäre im Sinne des Vertrauens der Industrie in die deutsche Energiepolitik und vorteilhaft für die Investitionssicherheit, wenn angesichts der nicht überzeugenden Argumente gegen das EEG dieses zukünftig wieder mit einer „ruhigen Hand“ und auf Basis ausreichender wissenschaftlicher Kenntnisse weiterentwickelt würde. Dies erscheint möglich, da eine Kostenexplosion wie in den Jahren um 2010 aufgrund der deutlich gesunkenen Stromgestehungskosten von Ökostromanlagen nicht mehr zu erwarten ist – und somit kein dringender Handlungsbedarf für grundsätzliche Änderungen besteht.

Von der dennoch anhaltenden Kritik am EEG sollte sich die Politik nicht leiten lassen. Eine ruhige Hand bei der Fortentwicklung des EEG eröffnet die Chance, die zahlreichen anderen Herausforderungen bei der Energiewende und beim Klimaschutz anzugehen. So ist eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz im Strom-, Wärme-, Kälte- und Verkehrsreich dringend notwendig. Der Anteil der erneuerbaren Energien muss auch bei Wärme, Kälte und Verkehr schnell spürbar steigen. Das Stromnetz benötigt dringend sowohl eine Optimierung als auch einen Ausbau. Und nicht zuletzt müssen die Potenziale zur Senkung der Treibhausgasemissionen außerhalb des Energiebereichs schnell erschlossen werden, wenn das Pariser Klimaabkommen ernst genommen werden soll. In diesen Bereichen sollte die Politik gestalten und kann wichtige Beiträge für das Wohlergehen von vielen Millionen Menschen in Deutschland und anderen Staaten leisten.

Handlungsempfehlungen

- Um die Debatte über das EEG und insbesondere die EEG-Kosten zu versachlichen, sollte offiziell ein Kostenindikator vorgelegt werden. Dieser sollte in der Lage sein, die irritierende EEG-Umlage in der Debatte zu ersetzen.
- Die geplante Begrenzung des Ausbaus der Offshore-Windenergie sollte umgesetzt werden.
- Auf eine Begrenzung des Ausbaus der günstigen Ökostromtechnologien über das Maß des EEG 2012 hinaus sollte verzichtet werden. Dies betrifft insbesondere Wind an Land und Photovoltaik.
- Auf Grundlage einer sachgerechten Überprüfung der Zielerfüllung sollte der Bundestag in wenigen Jahren

darüber entscheiden, bei welchen Ökostromtechnologien das Ausschreibungssystem beibehalten bzw. die administrative Festlegung der Vergütungshöhe wieder eingeführt werden soll.

- Die zuständigen staatlichen Stellen sollten in die Lage versetzt werden, im Falle der administrativen Festlegung der Vergütungshöhe diese besser als bisher bestimmen zu können. Dafür sollte beispielsweise bei der Bundesnetzagentur eine Arbeitseinheit eingerichtet werden.
- Bei bestehenden und ggf. neuen Biomasseanlagen sollte die künftige Entwicklung nicht auf die Erhöhung der erzeugten Strommenge, sondern auf die bedarfsgerechte Auslegung und Einspeisung abzielen.
- Der Um- und Ausbau der Stromnetze sollte dem Ausbau der erneuerbaren Energien folgen und entsprechend beschleunigt werden.
- Der absehbare Strukturwandel in den Kohleregionen sollte aktiv und nachhaltig gestaltet werden.

6

ANHANG

6.1 DIE GLEITENDE MARKTPRÄMIE

6.1.1 DIE FUNKTIONSWEISE DER GLEITENDEN MARKTPRÄMIE

Seit Anfang 2012 konnten Betreiber_innen von Ökostromanlagen die Option wählen, statt der festen Einspeisevergütung ihren Strom am Markt zu verkaufen und die „gleitende Marktprämie“ zu erhalten. Seit 1.8.2014 ist die feste Einspeisevergütung abgeschafft – mit Ausnahme von sehr kleinen Anlagen. Seitdem nutzen praktisch alle neuen Ökostromanlagen das System der gleitenden Marktprämie. In diesem System werden alle Anlagenbetreiber_innen mit dem Vermarktungsrisiko und den kurzfristigen Strompreisrisiken konfrontiert. Bereits vor 2012 gab es mit dem Finanzierungssystem des Grünstromprivilegs eine Option, Ökostromanlagen bei vollem Risiko am Markt zu betreiben. Es wurde mit dem EEG 2014 abgeschafft.

Wer die Option der gleitenden Marktprämie nutzt, erhält zwei Einnahmeströme:

1. Erlöse auf dem Strommarkt, an dem die EE-Anlagenbetreiber_innen ihren Strom verkaufen;
2. die gleitende Marktprämie, die vom Netzbetreiber vergütet wird (siehe Abbildung 5).

Die gleitende Marktprämie wird aus der Differenz zwischen der Festvergütung einer konkreten Ökostromanlage und dem durchschnittlichen Erlös der jeweiligen Technologie am Spotmarkt der Strombörse ermittelt. Dies findet im Nachhinein (ex post) und monatlich statt. Da das neue EEG 2014 grundsätzlich keine Festvergütung mehr vorsieht, wird nun stattdessen der Begriff „anzulegender Wert“ verwendet, auf dessen Grundlage die Höhe der gleitenden Marktprämie berechnet wird. In der Systematik entspricht er praktisch der ehemaligen Festvergütung. Da die „gleitende“ Marktprämie innerhalb eines Monats fest und für die Betreiber_innen einer Ökostromanlage nicht beeinflussbar ist, handelt es sich praktisch um eine fixe Marktprämie, die monatlich angepasst wird.

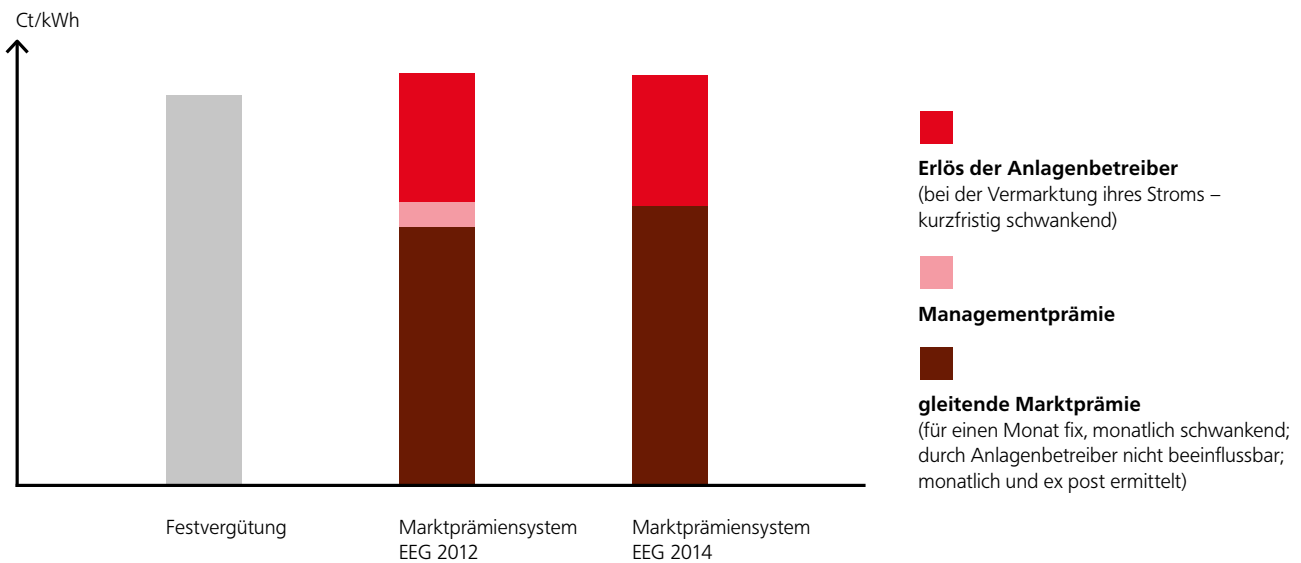
Die Vermarktung von Ökostrom ist mit einem Aufwand verbunden. Ferner sollte ein finanzieller Anreiz für den Wechsel aus dem sehr sicheren Festvergütungsmodell in das etwas

risikoreichere Marktprämienmodell geschaffen werden. Daher erhielten Nutzer_innen der gleitenden Marktprämie im EEG 2012 als „Aufwandsentschädigung“ zusätzlich die sogenannte Managementprämie. Da seit 1.8.2014 die Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend ist, sind diese Kosten inzwischen in die gleitende Prämie eingepreist, sodass die Managementprämie optisch verschwunden ist.

Was bedeutet der Wechsel von der Festvergütung zur gleitenden Marktprämie? Da die Anlagenbetreiber_innen ihren Strom am Markt verkaufen, übernehmen sie die vollen Vermarktungsrisiken. So müssen sie Ausgleichsenergie organisieren, wenn sie eine zu hohe Prognose für die Stromeinspeisung abgegeben haben. Eine gute Prognose reduziert die Kosten für Ausgleichsenergie für die Betreiber_innen. Da sie frei sind, neben der Strombörse auch andere Strommärkte zu nutzen, haben sie ferner das Risiko, an dem Markt, an dem sie ihren Strom verkaufen, niedrigere Erlöse zu erzielen als an anderen Märkten. Die Anlagenbetreiber_innen haben die Möglichkeit, ihre Erlöse zu erhöhen, wenn sie zum richtigen Zeitpunkt einspeisen – also wenn der Preis gerade hoch ist. Auch dadurch ändert sich ihre gleitende Marktprämie nicht. Sie gehen aber auch das Risiko ein, die Stromeinspeisung der Anlage falsch zu planen und damit unterdurchschnittliche Preise zu erhalten.

Die Höhe der Marktprämie ändert sich bei kurzfristigen, also viertelstündlichen, stündlichen oder täglichen Preisschwankungen nicht und kann vom einzelnen Anlagenbetreiber bzw. der einzelnen Anlagenbetreiberin nicht beeinflusst werden. Somit ist der Anreiz zur Anpassung der Fahrweise an die kurzfristigen Schwankungen des Strompreises vollständig gegeben. Durch die Übertragung des Marktpreises auf die Erlössituation der Anlagenbetreiber_innen können diese durch die Betriebsweise und – bei Neuanlagen – die Auslegung ihrer Anlage ihre Gesamterlöse verbessern. Sie müssen aber auch das Risiko übernehmen, unterdurchschnittliche Einnahmen zu erzielen, wenn sie ihr Einspeiseprofil nicht optimieren. Insbesondere für regelbare Ökostromanlagen kann dies ein wichtiger Anreiz sein, flexibel und bedarfsgerecht einzuspeisen. Da die am Markt erzielbaren Zusatzerlöse die notwendige Umrüstung von Biomasseanlagen allerdings noch nicht wirtschaftlich machen, wird dies zusätzlich mit der Flexibilitätsprämie gefördert.

Abbildung 5
Prinzip der gleitenden Marktprämie nach EEG 2012 und EEG 2014
 Im Vergleich zur Festvergütung am Beispiel einer Windenergieanlage an Land (Annahme eines anzulegenden Wertes von 8,9 Ct/kWh und eines Stromerlöses von 2,85 Ct/kWh)



Quelle: Eigene Darstellung.

Um auf die schwankenden Marktpreise reagieren zu können, werden Anlagen, die am Marktprämiensystem teilnehmen wollen, sinnvoller Weise mit einer Fernsteuerung ausgestattet. Denn nur so können sie beispielsweise bei zu stark negativen Preisen kurzfristig abgeschaltet werden. Dies ist dann sinnvoll, wenn die Summe aus gleitender Marktprämie und negativem Strompreis unter null ist, da dann die Gesamterlöse für die Einspeisung einer Kilowattstunde ebenfalls negativ sind. Damit würde die Stromeinspeisung zu Verlusten führen.

Wie bedeutend die „Marktintegration“ durch die gleitende Marktprämie für die fluktuierenden erneuerbaren Energien tatsächlich ist, ist umstritten. Einerseits wurde inzwischen ein „Marktwertatlas“ für Windenergieanlagen erstellt, mit dem die zukünftigen Strommarkterlöse abgeschätzt werden können. Mit diesem Instrument können Investor_innen erkennen, was für Erlöse sie mit einer bestimmten Windenergieanlage und bei einer bestimmten Nabenhöhe abhängig vom konkreten Standort erwarten können (enervis energy advisors/anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH 2015). Andererseits können mit Ausnahme einer Abregelung bestehende Wind- und Solaranlagen ihre Einspeisung praktisch nicht steuern und an die Höhe des Marktpreises anpassen. Ferner wird die Auslegung neuer Anlagen von zahlreichen anderen Faktoren stark beeinflusst, wie beispielsweise der Verfügbarkeit eines Standortes und den jeweiligen Genehmigungsbedingungen. Damit kann infrage gestellt werden, welchen Einfluss auf die Einspeisecharakteristika die gleitende Marktprämie sowohl bei bestehenden als auch bei neuen Wind- und Solaranlagen tatsächlich hat.

Dennoch wurde die Option der gleitenden Marktprämie nach ihrer Einführung sehr schnell angenommen – schließlich konnten damit Zusatzgewinne erzielt werden. Bereits Mitte 2014 wurden alle Offshore-Windenergieanlagen, knapp 90 Prozent aller Windenergieanlagen an Land, knapp 70 Prozent

aller Biomasseanlagen und gut 15 Prozent der Photovoltaik über das Marktprämiensystem direkt vermarktet (ISI 2014: 4).

6.1.2 KRITIK AN DER GLEITENDEN MARKTPRÄMIE

Die Einführung der gleitenden Marktprämie sollte die Integration der erneuerbaren Energien verbessern und damit u. a. zu Kosteneinsparungen führen. Ob dies gelungen ist, wird kritisch hinterfragt.

Zunächst führt die Marktprämie zu Zusatzkosten, da der zusätzliche Vermarktungsaufwand bei der Festlegung der Vergütungshöhe berücksichtigt werden muss. Im EEG werden für Windenergie und Photovoltaik zusätzliche Kosten von 0,4 Ct/kWh unterstellt, bei allen anderen Technologien 0,2 Ct/kWh (EEG 2014: § 37 Abs. 3). Bei den von den Übertragungsnetzbetreibern angenommenen direkt vermarkteten Einspeisemengen im Jahr 2016 (50Herz et al. 2015: 6) ergibt dies Zusatzkosten von gut 400 Millionen Euro pro Jahr.

Diese, von den Stromkund_innen über die EEG-Umlage zu übernehmenden Kosten müssten durch Einsparungen an anderer Stelle mehr als ausgeglichen werden, wenn das System volkswirtschaftlich und für die Verbraucher_innen kostengünstiger sein soll. Allerdings führt das System bislang zusätzlich zu einer Erhöhung der Transaktionskosten der Ökostromvermarktung, da diese durch mehrere Akteure durchgeführt werden (UFZ 2014: 9). Die seitens der Befürworter_innen der Direktvermarktung gewünschte Abregelung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen bei negativen Strompreisen führt zwar zu einer Entlastung der EEG-Umlage. Diese Abregelung senkt aber den Anreiz, den bestehenden fossilen Kraftwerkspark flexibler zu machen und damit den Anforderungen eines immer stärker von Ökostrom dominierten Stromsystems anzupassen. Ferner können Ökostromanlagen, wenn sie ab-

geregelt sind, weder die Emission von Treibhausgasen noch den Import von fossilen Energieträgern reduzieren – beides wäre aber volkswirtschaftlich sinnvoll (UBA 2015b: 123, Fußnote 128; UFZ 2014: 12; EnKlIP 2015b: 39 ff.).

Somit scheinen den Kosten der Marktintegration durch die Marktprämie kaum Vorteile gegenüberzustehen.

6.2 DIE KOSTEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM STROMBEREICH

In diesem Kapitel wird zunächst auf die Frage eingegangen, ob, inwiefern und für wen die bis 2013 gestiegenen Strompreise ein Problem darstellen. Anschließend wird dargestellt, warum der EEG-Umlage und ihren jährlichen Änderungen keine sinnvollen Aussagen über die tatsächlichen Kosten des aktuellen Ökostromausbaus zu entnehmen sind.

6.2.1 BEDEUTUNG DER STROMPREISENTWICKLUNG FÜR PRIVATE HAUSHALTE

In der Diskussion um die Kosten der Energiewende und die Strompreissteigerungen für private Haushalte wird fast ausschließlich der Vergleich zum Jahr 2000 herangezogen. Seitdem ist der Strompreis für private Kund_innen um rund 100 Prozent gestiegen, während die Inflation im gleichen Zeitraum nur bei knapp 25 Prozent lag (BDEW 2016a: 9; Destatis 2015). Grund für den hohen prozentualen Anstieg im Vergleich zur Inflation ist dabei insbesondere der extrem niedrige Strompreis des Vergleichsjahres 2000. Dieser ist Ergebnis der Liberalisierung des Strommarktes, der wenige Jahre zuvor eingeleitet wurde und einen sehr starken Wettbewerb verursachte. Dies führte teilweise zu Dumpingpreisen. Noch wenige Jahre vorher lagen die Haushaltsstrompreise deutlich höher. Im Gesamtzeitraum von 1995 bis 2015 stiegen sie nur um rund 50 Prozent (BMWi/BMU 2006: 25; BDEW 2016a: 9). Die allgemeine Inflation seit 1995 liegt mit 34 Prozent in einer ähnlichen Größenordnung (Destatis 2015). Über diesen längeren Zeitraum fand somit keine außergewöhnliche Steigerung des Strompreises statt.¹⁷

Was aber bedeuten die gestiegenen Strompreise für die privaten Haushalte? Zwischen 1998 und 2013 stieg der Anteil der Stromkosten privater Haushalte an den gesamten Konsumausgaben von durchschnittlich knapp 1,8 Prozent auf 2,5 Prozent. Seit 2013 ist der Strompreis wieder gefallen – trotz steigender EEG-Umlage. Dieser gestiegene Anteil ist für viele Akteure Grund, politische Maßnahmen zu fordern, die den Strompreis absolut senken. Dabei wird in der Regel übersehen, dass der Anteil der Stromkosten privater Haushalte an den gesamten Konsumausgaben bereits im Jahr 1986 bei über 2,3 Prozent lag – und damit in einer Größenordnung wie heute. Auch vor 1986 gab es einen starken Anstieg der Stromkosten privater Haushalte, der allerdings zu 80 Prozent auf den gestiegenen Stromverbrauch zurückzuführen ist (DIW 2012: 4).

Eine Senkung der EEG-Umlage durch einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt – eine häufige Forderung – käme die Steuerzahler_innen dabei teuer zu stehen. Würde die EEG-Umlage mit Staatsmitteln um 1 Ct/kWh gesenkt, würde dies rund 3,6 Milliarden Euro in Anspruch nehmen. Um allein den Strompreisanstieg von 2012 zu 2013 in Höhe von 3 Ct/kWh auszugleichen, wären somit über 10 Milliarden Euro Steuergelder notwendig – jedes Jahr.

Wirkliche Probleme mit den Stromkosten haben allerdings vor allem die ärmeren Haushalte. Bei Haushalten mit den niedrigsten zehn Prozent Haushaltseinkommen liegt der Anteil der Stromkosten mit derzeit etwa 4,5 Prozent deutlich höher als beim Durchschnitt – auch wenn sie absolut niedrigere Stromkosten haben als Haushalte mit einem höheren Einkommen (DIW 2012: 5). Ihnen könnte die Bundesregierung helfen, indem sie die Strompreissteigerungen der letzten Jahre bei der Festlegung der Höhe von Grundsicherung, Wohngeld und Bafög angemessen berücksichtigen würde. Werden auf diesem Wege die 15 Prozent ärmsten Haushalte unterstützt, wären rund 150 Millionen Euro an Steuergeldern notwendig. Die gleiche Entlastung der ärmeren Haushalte durch eine vergleichbare Senkung der EEG-Umlage wäre damit rund 50 bis 100 Mal so teuer (DIW 2012: 7 ff.).

6.2.2 BEDEUTUNG DER STROMPREISENTWICKLUNG FÜR DIE WIRTSCHAFT

Die meisten Wirtschafts- und Industriebetriebe können aufgrund ihres niedrigen Stromverbrauchs keine Sonderstrompreise oder Vergünstigungen nutzen und zahlen den normalen Haushaltstarif. Für sie gilt das im vorigen Kapitel Ausgeführte.

Je größer der Stromverbrauch von Wirtschafts- oder Industriebetrieben ist, desto stärker können sie von Sonderpreisen und Vergünstigungen profitieren. Mit steigendem Stromverbrauch spielt die Höhe des Strompreises am Großhandel wie der Strombörse eine größere Rolle. Dieser ist seit Anfang dieses Jahrzehnts spürbar gefallen und liegt derzeit auf einem historisch niedrigen Niveau (vgl. Abbildung 6).

Dieser Strompreisverfall ist zumindest teilweise auf das starke Wachstum der erneuerbaren Energien zurückzuführen – und damit auf das EEG. Denn während das Angebot von Strom am Markt mit dem Ökostromausbau deutlich gestiegen ist, blieb der Stromverbrauch relativ konstant. Mit einem steigenden Angebot und konstanter Nachfrage sinken aber in der Marktwirtschaft die Preise – so auch beim Strom in den letzten Jahren. Daher profitieren alle diejenigen Unternehmen von der Energiewende, die einen sehr großen Stromverbrauch haben. Schließlich müssen sie nur eine stark reduzierte EEG-Umlage bezahlen.

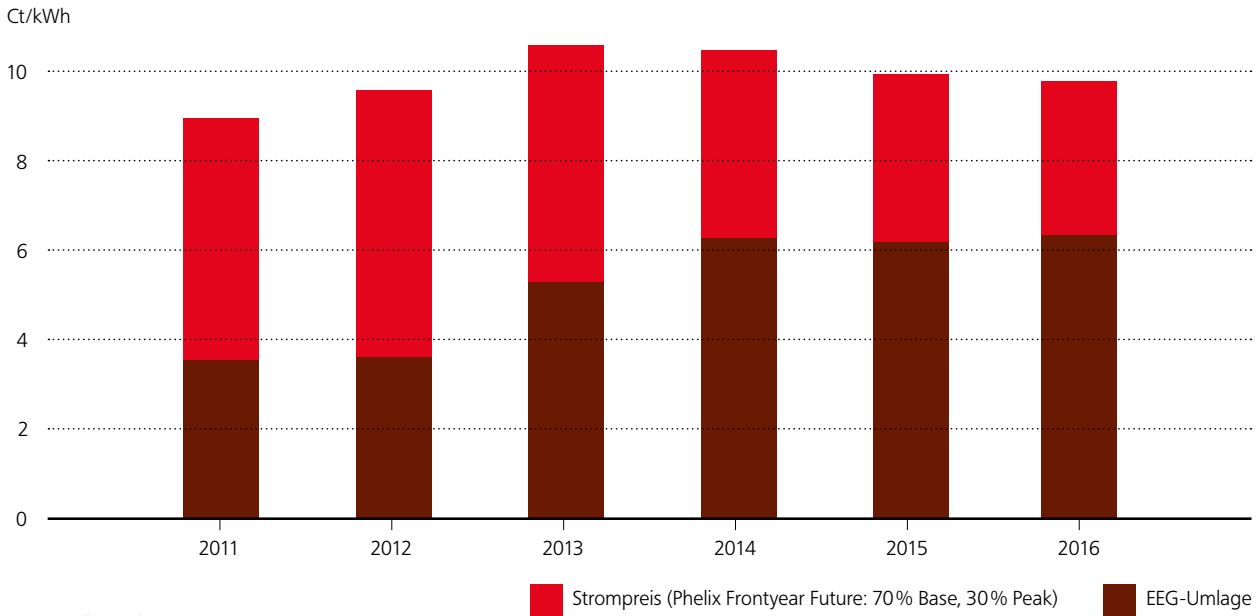
Aber auch die bei der EEG-Umlage nicht privilegierten Unternehmen profitieren von dem gesunkenen Großhandelspreis. Denn seit 2012 ist die Summe von Großhandelspreis und EEG-Umlage praktisch nicht gestiegen, seit 2013 ist er spürbar gefallen (vgl. Abbildung 6) (BMWi 2015e: 1).

6.2.3 NIEDRIGE AKTUELLE AUSBAUKOSTEN TROTZ STARK GESTIEGENER EEG-UMLAG

Die EEG-Umlage hatte bis 2008 weder an der absoluten Höhe noch am Anstieg des Strompreises einen bedeutenden An-

¹⁷ Siehe Abbildung 3 in Kapitel 3.1.1.

Abbildung 6
Entwicklung von EEG-Umlage und Börsenstrompreis von 2011 bis 2016



teil. Das änderte sich mit dem Anstieg der EEG-Umlage von rund 1 Ct/kWh auf gut 6 Ct/kWh zwischen 2009 und 2014 (BDEW 2016a: 7; BMWi/BMU 2006: 25). Dies hat den Blick stark auf die Kosten des Ökostromausbaus fokussiert. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden dargestellt, warum die EEG-Umlage kein sinnvoller Indikator für die Kosten des Ökostromausbaus ist.

Die Kosten der erneuerbaren Energien im Vergleich zu neuen konventionellen Kraftwerken

Bei der Diskussion um die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich ist der Vergleich mit den Kosten neuer fossiler Kraftwerke von zentraler Bedeutung. Denn eine Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks ist mittel- bis langfristig notwendig. Bis spätestens 2022 gehen aufgrund des Atomausstiegs alle deutschen Atomkraftwerke vom Netz. Die Hälfte der deutschen Steinkohlekapazitäten ist älter als 30 Jahre (DIW 2014b: I). Die Klimakrise sowie die auf ihr gründenden Beschlüsse im nationalen, europäischen und globalen Rahmen, insbesondere das Klimaabkommen von Paris von Ende 2015, lassen den Weiterbetrieb vieler emissionsstarker Kraftwerke nur noch für eine begrenzte Zeit zu. Der Zeitpunkt ist somit absehbar, zu dem ein Neubau von umwelt- und klimafreundlichen Kraftwerken ohnehin unausweichlich wird – auch wenn derzeit eine Überkapazität am Kraftwerkmarkt besteht (EnKliP 2015c: 29). Damit stellt sich die Frage, ob bei der Modernisierung des Kraftwerksparks Ökostromanlagen die abgehenden konventionellen Kraftwerke kostengünstiger substituieren können als neue fossile Kraftwerke.

Sollte die Substitution zumindest teilweise durch neue fossile Kraftwerke durchgeführt werden, müssten diese sehr niedrige CO₂-Emissionen aufweisen. Neben den erneuerbaren Energien kämen grundsätzlich Erdgaskraftwerke infrage sowie Kohlekraftwerke in Verbindung mit Abscheidung, Transport

und Endlagerung von CO₂ in tiefen geologischen Formationen (Carbon Capture, Transport and Storage – CCTS). Solche heute und in Zukunft zu errichtenden Kraftwerke würden Stromgestehungskosten aufweisen, die nicht oder nur unwesentlich unter denen der günstigen Ökostromtechnologien wie Windenergie an Land oder Photovoltaik liegen (AEE 2014: 2). Strom aus neuen Atomkraftwerken wäre deutlich teurer (Reuters 21.10.2013). Bei dieser Betrachtung sind die Umweltschadenskosten noch nicht berücksichtigt, die bei konventionellen Kraftwerken deutlich höher sind als bei den erneuerbaren Energien. Volkswirtschaftlich betrachtet sind also die meisten Ökostromtechnologien bereits heute kostengünstiger als konventionelle Kraftwerke (FÖS 2015: 29 ff.).

Andere Ökostromtechnologien wie Teile der Biomasse, Offshore-Windenergie oder Geothermie weisen heute noch höhere Stromgestehungskosten auf als neue fossile Kraftwerke. Ihr Ausbau führt daher ohne Berücksichtigung der Umweltschadenskosten zu Mehrkosten im Energiesystem und für die Stromkund_innen.

Kein Zusammenhang zwischen der Änderung der EEG-Umlage und den Kosten des aktuellen Ökostromausbaus

Um beurteilen zu können, ob das bestehende EEG einen effizienten Ausbau der erneuerbaren Energien finanziert, ist ein Kostenindikator notwendig, der Informationen über die Kosten des aktuellen Ökostromausbaus zur Verfügung stellt. Die EEG-Umlage kann dies nicht leisten, da sie stark von Effekten beeinflusst ist, die von den Kosten des aktuellen und künftigen Ökostromausbaus unabhängig sind:

1. Die EEG-Umlage steigt, wenn der Großhandelsstrompreis sinkt. Denn die Umlage wird ermittelt auf der Basis der Differenz zwischen den Vergütungen an die Anlagenbe-

- treiber_innen und dem Erlös für den Ökostrom an der Strombörse. Sinkt der Börsenstrompreis, steigt die Differenz und damit die EEG-Umlage.
2. Auch der Preis von CO₂-Zertifikaten im Rahmen des Europäischen Emissionshandels hat Einfluss auf den Großhandelspreis von Strom und damit auf die Höhe der EEG-Umlage. Sinkt der CO₂-Preis, sinkt der Strompreis, die EEG-Umlage steigt. Während also ein sinkender CO₂-Preis klimaschädlichen Strom billiger macht, erscheint der klimafreundliche Ökostrom aller seit 1991 in Betrieb genommenen EEG-Anlagen teurer zu werden.
 3. Eine zunehmende Begünstigung der Industrie führt ebenfalls zu einer höheren EEG-Umlage. Denn die gesamten Differenzkosten ändern sich dadurch nicht, müssen aber dann von weniger Verbraucher_innen geschultert werden.
 4. Bei der Festlegung der EEG-Umlage, die jeweils im Oktober des Vorjahres durchgeführt wird, treten zwangsläufig Fehler auf. Denn insbesondere die tatsächliche Einspeisung von Ökostrom kann im Vorhinein nur ungenau abgeschätzt werden. Grund sind jährlich schwankende und nicht prognostizierbare Wetterbedingungen und Unsicherheiten bezüglich des tatsächlichen Zubaus von Ökostromanlagen. Die entstehenden Über- und Unterschüsse müssen in den Folgejahren ausgeglichen werden.
 5. Eine Änderung der Berechnungsmethode kann zu einer Erhöhung oder Senkung der EEG-Umlage führen. So wurde im Jahr 2010 der EEG-Wälzungsmechanismus¹⁸ geändert, im Jahr 2012 wurde eine „Liquiditätsreserve“ eingeführt und im Jahr 2013 erhöht (BEE 2012: 14).

Im Vergleich zu den genannten Einflüssen sind die Auswirkungen des jeweils aktuellen EE-Ausbaus gering. Alle genannten Punkte würden auch dann zu einer Änderung der EEG-Umlage führen, wenn es gar keinen Ausbau von Ökostromanlagen gäbe. Dennoch erweckt eine steigende EEG-Umlage nach wie vor den Anschein, dass der aktuelle Ökostromausbau teurer würde. Dies kann die Politik unnötig unter Druck setzen.

Daher ist, wenn über den aktuellen und zukünftigen Ökostromausbau diskutiert wird, ein Indikator notwendig, der Aussagen über die Kosten des aktuellen und des künftigen Ausbaus macht. Dies sind beispielsweise die Durchschnittsvergütungen aller EEG-Anlagen, die im jeweiligen Jahr ans Netz gehen (EnKliP 2014: 17 ff.).

Die Kosten des aktuellen Ökostromausbaus

In Abhängigkeit des Technologiemixes des Zubaus und den zugehörigen Vergütungen pro Kilowattstunde für die jeweiligen Ökostromtechnologien schwanken die durchschnittlichen Vergütungen der in einem Kalenderjahr ans Netz gegangenen EEG-Anlagen (EEG-Jahrgänge) stark. Die EEG-Jahrgänge 2009 bis 2011 waren mit Durchschnittsvergütungen von bis zu 25 Ct/kWh die bisher teuersten.¹⁹ Sie werden es bleiben. In diesen drei Jahren wurden sehr viele der damals noch sehr teuren Photovoltaikanlagen in Betrieb genommen und werden nach dem EEG vergütet. Auch der starke Ausbau der relativ

teuren Biogasanlagen hat zu den hohen Durchschnittsvergütungen der Jahrgänge 2009 bis 2011 geführt (EnKliP 2014).

Da seither die Vergütungen für neue Photovoltaikanlagen massiv gesunken sind und der Ausbau von Biogasanlagen schon bis 2014 sehr stark zurückgegangen ist, sind auch die Durchschnittsvergütungen der neu ans Netz gegangenen EEG-Anlagen deutlich gesunken. Anlagen des Jahrgangs 2014 wiesen eine Durchschnittsvergütung von weniger als 12 Ct/kWh auf, was dem Ziel des EEG 2014 entspricht, das erst im August 2014 in Kraft trat (BMW i 2014a: 4). Aufgrund des sehr starken Ausbaus der Offshore-Windenergie stieg die Jahrgangsvergütung 2015 wieder etwas, auf rund 14,6 Ct/kWh. Werden die technologiespezifischen Ziele des EEG-Eckpunktepapiers vom Dezember 2015 eingehalten, sinkt der Wert wieder, erreicht aber das 12-Ct/kWh-Ziel auf absehbare Zeit nicht mehr (BMW i 2015a; EnKliP 2016).

An diesen Zahlen für die Durchschnittsvergütungen neuer EEG-Anlagen wird deutlich, dass der gesamte Ökostromausbau wegen der Kostenreduktion vor allem bei der Photovoltaik deutlich preiswerter geworden ist – auf Grundlage der administrativ festgelegten Einspeisevergütung. Ferner wird deutlich, dass der Mix der Ökostromtechnologien den entscheidenden Einfluss auf die Gesamtkosten hat. Ist der Anteil der teuren Technologien hoch, wie in den Jahren 2009 bis 2011, dann sind auch die Gesamtkosten hoch. Ist der Anteil der bereits heute günstigen Technologien hoch, wie im Jahr 2014 mit seinem sehr hohen Zubau von Windenergie an Land, sind die Gesamtkosten niedrig.

¹⁸ Zur Änderung des Wälzungsmechanismus siehe Fußnote 2.

¹⁹ Siehe Abbildung 4 in Kapitel 3.3.1.

Abbildungsverzeichnis

- 7 Abbildung 1
Die Evolution vom Stromeinspeisungsgesetz 1991 zum EEG 2016

- 9 Abbildung 2
Entwicklung der Beschäftigung im Bereich der Kohleindustrie und bei den erneuerbaren Energien

- 10 Abbildung 3
Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises für einen Haushalt (Jahresverbrauch 3.500 kWh) von 1995 bis 2016

- 11 Abbildung 4
Entwicklung der EEG-Umlage im Vergleich zur Entwicklung der durchschnittlichen Vergütung von EEG-Anlagen eines Jahrgangs

- 34 Abbildung 5
Prinzip der gleitenden Marktprämie nach EEG 2012 und EEG 2014

- Abbildung 6
- 36 **Entwicklung von EEG-Umlage und Börsenstrompreis von 2011 bis 2016**

Tabellenverzeichnis

- 17 Tabelle 1
Die wichtigsten Argumente gegen das bisherige EEG und vorgeschlagene grundsätzliche Änderungen

- 18 Tabelle 2
Abregelungen und Redispatch-Maßnahmen 2013, 2014 und Quartale I, II und III 2015

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-------|--|
| BMWi | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie |
| DEHSt | Deutsche Emissionshandelsstelle |
| EE | erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) |
| EEX | European Energy Exchange AG |
| EU | Europäische Union |
| GWh | Gigawattstunde |
| LCOE | Levelized Cost of Energy (Stromgestehungskosten) |
| MW | Megawatt |
| PV | Photovoltaik |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital (gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten) |

Literaturverzeichnis

50Herz Transmission et al. 2015: Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. https://www.netztransparenz.de/de/file/20151015_Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2016.pdf (8.12.2015).

Agentur Erneuerbare Energien (AEE) 2014: Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien: Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende, Berlin, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf (11.2.2016).

Agentur Erneuerbare Energien (AEE) 2014: Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien: Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende, Berlin, http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf (11.2.2016).

Agora Energiewende 2015a: Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030. Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie, Berlin, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Sonnenfinsternis_2015/Agora_Sonnenfinsternis_web_16032015.pdf (6.12.2015).

Agora Energiewende 2015b: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland, Berlin, http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf (5.12.2015).

Agora Energiewende 2016: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016, Berlin, www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf (8.1.2016).

Annan, Kofi 2014: Unser aller Versagen: Klimawandel, in: Süddeutsche Zeitung, 24.01.2014, <http://www.sueddeutsche.de/wissen/klimawandel-unser-aller-versagen-1.1870435> (12.2.2015).

arrhenius 2013: Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. Im Auftrag der MVV Energie AG. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf (26.3.2014).

Bauchmüller, Michael 2013: Mit halber Kraft voraus: Union und SPD wollen den Umbau der Stromversorgung neu organisieren. Das könnte ihn bremsen, in: Süddeutsche Zeitung, 4.12.2013, S. 24.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2010: Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20101203_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_in_Zahlen_2010/\\$file/BDEW-Energie-Info_EE%20und%20EEG%20in%20Zahlen%202010.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20101203_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_in_Zahlen_2010/$file/BDEW-Energie-Info_EE%20und%20EEG%20in%20Zahlen%202010.pdf), zuletzt aktualisiert am 24.2.2012 (6.12.2015).

BDEW 2013: Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG. Positionspapier. Anhang 2 zum Positionspapier: Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/\\$file/Anlage_2_Positionspapier_Vorschl%20f%20f%20eine%20grundlegende%20Reform%20des%20EEG_final_180913.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/$file/Anlage_2_Positionspapier_Vorschl%20f%20f%20eine%20grundlegende%20Reform%20des%20EEG_final_180913.pdf) (7.12.2014).

BDEW 2015: Ergänzende Vorschläge für die EEG-Novelle 2016. Ergänzung zur „Stellungnahme zu den Eckpunkten des Bundeswirtschaftsministeriums“, „Ausschreibung für die Förderung Erneuerbarer Energien“. Positionspapier, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/F108C69F99033CD-9C1257ECF0031FABB/\\$file/187_Handlungsempfehlungen_EEG-Novelle%202016_oA.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/F108C69F99033CD-9C1257ECF0031FABB/$file/187_Handlungsempfehlungen_EEG-Novelle%202016_oA.pdf) (26.10.2015).

BDEW 2016a: trompreisanalyse Januar 2016, Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DC9ABD3F2D97604DC1257F42002E5075/\\$file/160122%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DC9ABD3F2D97604DC1257F42002E5075/$file/160122%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf) (8.2.2016).

BDEW 2016b: BDEW zu den Beratungen der Ministerpräsidentenkonferenz zur EEG-Novelle, Berlin, 1.6.2016, www.bdew.de/internet.nsf/id/20160601-pi-bdew-zu-den-beratungen-der-ministerpraesidentenkon-f-zur-eeg-novelle-de (1.6.2016).

Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) 2012: BEE-Hintergrund zur EEG-Umlage 2013. Bestandteile, Entwicklung und Höhe. Aktualisierte Fassung nach Veröffentlichung der ÜNB-Prognose vom 15.10.2012, http://www.wasserkraftverband.de/media/materialien/BEE_Hintergrund_EEG-Umlage-2013.pdf (13.12.2015).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2007: Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 20 EEG, November 2007, Berlin, https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf (2.7.2015).

BMU 2011: Erneuerbare Energien. Innovationen für eine Nachhaltige Zukunft, Berlin, http://www.ifeu.de/energie/pdf/ee_innovationen_energiezukunft_2012.pdf (6.2.2015).

BMU 16.03.2011: Beitrag erneuerbarer Energien zur Energieversorgung in Deutschland auch 2010 weiter gestiegen. 17 Prozent Anteil an der Stromversorgung. 370.000 Beschäftigte, Berlin, [http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/browse/8/artikel/beitrag-erneuerbarer-energien-zur-energieversorgung-in-deutschland-auch-2010-weiter-gestiegen/?tx_ttnews\[backPid\]=289&cHash=4c45639ac608522982ed576a4c3385b3](http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/browse/8/artikel/beitrag-erneuerbarer-energien-zur-energieversorgung-in-deutschland-auch-2010-weiter-gestiegen/?tx_ttnews[backPid]=289&cHash=4c45639ac608522982ed576a4c3385b3) (21.4.2016).

BMU 2013a: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, Juli 2013, Berlin, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs/_ee_in_zahlen_bf.pdf (16.4.2015).

BMU 2013b: Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 („EEG 2012“), Berlin, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/verguetungssaetze-eeg-2012.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (13.1.2016).

Bundesministerium für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) 2014: Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Berlin, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere.pdf (9.12.2014).

BMUB 2015: Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2015, http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_bf.pdf (30.11.2015).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014a: Eckpunkte für die Reform des EEG. 21.1.2014, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (28.1.2014).

BMWi 2014b: Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (23.1.2015)

BMWi 2015a: EEG Novelle 2016. Eckpunktepapier, Berlin, <http://m.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-eeg-novelle-2016,property=pdf,bereich=bmwimobile2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (4.12.2015).

BMWi 2015b: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/erneuerbare-energien-in-zahlen-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (20.4.2016).

BMWi 2015c: Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (8.12.2015).

BMWi 2015d: Marktanalyse Windenergie an Land, Berlin, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (07.05.2015) BMWi 2015e: EEG-Umlage 2016: Fakten Hintergründe, Berlin, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-umlage-2016-fakten-hintergruende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (15.2.2016).

BMWi 2016a: Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2015, Berlin, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (20.4.2016).

BMWi 2016b: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Berlin, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2015.pdf?j-sessionid=BA2FA9E09C19E32CA3C343E7D1883387?__blob=publicationFile&v=12 (12.4.2016).

BMWi 2016c: Referentenentwurf des BMWi (IIIB2). Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, vom 2.6.2016.

BMWi; BMU 2006: Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, März 2006, Berlin, http://www.jungeunion.de/media/attachments/351507_Energieversorgung_f_r_Deutschland_-_Statusbericht_f_r_den_Energiegipfel_03042006_1_.pdf (17.9.2014).

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2006: Monitoringbericht 2006: Monitoringbericht 2006 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Bericht nach § 63 Abs. 4 i.V.m. § 35 EnWG, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2006/Monitoringbericht2006Id7263pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (11.12.2015).

BNetzA 2015a: Degressions- und Vergütungssätze Oktober bis Dezember 2015, Berlin, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_Okt-Dez_2015.xls?j-sessionid=12A8224A702F968750B7C9A27A03A8D9?__blob=publicationFile&v=1 (12.12.2015).

BNetzA 2015b: Bundesnetzagentur (BNetzA) 2015b: EEG in Zahlen 2014, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen-Dateninformationen/EEGinZahlen_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (6.12.2015).

BNetzA 2015c: 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Drittes Quartal 2015, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzicherheit/Quartalsbericht_II.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (3.6.2016).

BNetzA 2015d: Bestimmung der Vergütungssätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate Januar 2016, Februar 2016 und März 2016, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText4 (13.1.2016).

BNetzA 2016: Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten. Förderung für Windenergie an Land und Biomasse, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html#doc507892bodyText4 (18.4.2016).

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) 2014: Monitoringbericht 2014, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (3.2.2016).

BNetzA; BKartA 2015: Monitoringbericht 2015, Bonn, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (3.2.2015).

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) 2015: BUND-Kritik zur Braunkohle-Reserve: Gewogen und für zu leicht befunden, Berlin, http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/150907_bund_klima_energie_braunkohle_reserve_kritik.pdf (11.12.2015).

Butler, Lucy; Neuhoff, Karsten 2005: Comparison of feed in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development (CMI working paper, 70), Cambridge, http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user_upload/Miguel/Butler_Neuhoff_Wind_Industry_Support_Mechanisms_2005.pdf (12.12.2015).

Bundesverband WindEnergie (BWE) 2015: A bis Z. Fakten zur Windenergie. Von A wie Arbeitsplätze bis Z wie Ziele der Energieversorgung, https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/z-fakten-zur-windenergie/bwe_abisz_3-2015_72dpi_final.pdf (5.12.2015).

BWE 2016: Netzausbau in Schleswig-Holstein hat begonnen, <https://www.wind-energie.de/presse/meldungen/2015/netzausbau-schleswig-holstein-hat-begonnen> (12.1.2016).

CDU; CSU 2013: Gemeinsam erfolgreich für Deutschland. Regierungsprogramm 2013-2017. <http://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/regierungsprogramm-2013-2017-langfassung-20130911.pdf> (9.2.2014).

CDU; CSU; SPD 2013: Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Berlin, http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=664DD83807D54DFD24E121E58553D996.s2t2?__blob=publicationFile&v=2 (17.9.2014).

Consentec und Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) 2013: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033, Hg. v. Agora Energiewende, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Kostenoptimaler-Ausbau-EE/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf (11.3.2016).

Destatis 2015: Verbraucherpreisindex (inkl. Veränderungsraten). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden, https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=0E93C9F5D3A45CF837FDB8331190BA1A.tomcat_GO_2_1?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1449151740457&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=61111-0001&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf (3.12.2015).

Deutsche WindGuard 2015: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Zusätzliche Auswertungen und Daten für das Jahr 2015. Varel. http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/f10dbf17d45804b0f658f1a575a4f9cb8e9bcc5c/Zusatzauswertung-Status-Windenergieausbau-an-Land-Jahr-2015-20160407.pdf (18.5.2016).

Deutsche WindGuard; BioConsult 2011: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ile Windenergie. Varel. http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/151a451fe2a4915d3d0baebeeef146e5b1a8dc2/eeg-eb-2011-windenergie-online.pdf (3.5.2016).

Deutscher Bundestag 2015: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, vom 29.11.2015, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf (7.12.2015).

Deutschlandradio Kultur 2015: Die Staaten müssen nachlegen. Hubert Weiger im Gespräch mit Anke Schäfer und Christopher Ricke, http://www.deutschlandradiokultur.de/klimaabkommen-von-paris-die-staaten-muessen-nachlegen.1008.de.html?dram:article_id=339749 (21.4.2016).

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS); Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) 2015: Kostenentwicklung der Photovoltaik, http://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/4394.AEE_Kostenentwicklung_Photovoltaik_1988-2013_nov13_72dpi.jpg (5.12.2015).

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) 2012: Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden (DIW Wochenbericht, 41), Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.409389.de/12-41.pdf (8.2.2016).

DIW 2014a: Geplante Ausschreibungen für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, Berlin, https://www.diw.de/de/diw_01.c.492036.de/presse/diw_roundup/geplante_ausschreibungen_fuer_die_foerderung_von_strom_aus_erneuerbaren_energien.html (13.12.2015).

DIW 2014b: Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerkentwicklung in Deutschland (DIW Berlin Politikberatung kompakt, 90), Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489788.de/diwkompakt_2014-090.pdf (13.12.2015).

DIW 2015a: Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor. Klima-, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags und alternativer Instrumente (Politikberatung kompakt, 98), Berlin, http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.509252.de.

DIW 2015b: Reformen bei EEG und Emissionshandel (DIW Wochenbericht, 21/2015), Berlin, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.505176.de/15-21.pdf (12.12.2015).

DIW 2015c: Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen, Berlin, http://diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.507621.de/15-24-1.pdf (18.4.2016).

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) et al. 2015: Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Zulieferung für den Monitoringbericht 2015, Stand: September 2015. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende, 21/15), <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/bruttobeschaeftigung-erneuerbare-energien-monitoring-report-2015,property=pdf,ereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (19.4.2016).

e21 2015: e21.Newsletter vom 25.11.2015, <http://www.e21.info/newsletter/index.php>, (5.12.2015).

EEG 2004: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG. Fundstelle: BGBl. I 2006, S. 2550, https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/eeg04_061107.pdf (8.4.2014).

EEG 2008: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG. Fundstelle: BGBl. I S. 2074, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf (8.4.2014).

EEG 2012a: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG. Fundstelle: BGBl. I S. 2730, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, (4.8.2014).

EEG 2012b: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG. Fundstelle: BMWi, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/novellierung_des_eeg_2012_durch_die_PV_novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=2, (22.4.2016).

EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014, vom 04.07.2014. Fundstelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (15.7.2014).

Institute of Power Systems and Energy Economics (EEG) et al. 2004: Green-X. Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market. Final report of the project Green-X – a research project within the fifth framework programme of the European Commission, supported by DG Research, Vienna, http://www.academia.edu/15449920/Green-X_Deriving_optimal_promotion_strategies_for_increasing_the_share_of_RES-E_in_a_dynamic_European_electricity_market_Final_report_of_the_project_Green-X-a_research_project_within_the_fifth_framework_programme_of_the_European_Commission_supported_by_DG_Research (4.5.2016).

Energy Brainpool 2016: Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag von Greenpeace e.V. Berlin, http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2016-05-30_Energy_Brainpool_Kurzanalyse_Stromerzeugung_bei_EE-Abregelung_Greenpeace.pdf (3.6.2016).

enervis energy advisors; anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH 2015: Neues Instrument für die Direktvermarkter: Marktwertatlas schaut jetzt auch in die Zukunft, Berlin, <http://www.iwrpressdienst.de/energie-themen/pm-5085-neues-instrument-fuer-direktvermarkter-der-marktwertatlas-schaut-jetzt-auch-in-die-zukunft> (12.12.2015).

Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) 2014: Auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren Energien: Der Kostenberg ist überwunden. Gutachten im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Kiel, www.enklip.de/projekte_25_272685380.pdf (22.10.2014).

EnKliP 2015a: usschreibungen für Erneuerbare Energien. Überwindbare Hemmnisse für Bürgerenergie? Eine wissenschaftliche Expertise, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_33_2476891162.pdf (9.9.2015).

EnKliP 2015b: Ein EEG für eine effiziente Energiewende. Kritische Betrachtung von fixen und Kapazitätsprämien für Erneuerbare Energien. Gutachten im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_32_2975974973.pdf (13.10.2015).

EnKliP 2015c: Auf dem Weg zum 40 %-Klimaziel. Mehr Wind an Land und Photovoltaik - Warum die Deckelung keine Kosten spart. Im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_29_154031417.pdf (19.5.2015).

EnKliP 2016: Das Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016. Der richtige Weg zu mehr Kosteneffizienz und Umweltschutz?, Kiel, http://www.enklip.de/projekte_41_2515013633.pdf (3.2.2017).

EU 2001: Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32001L0077> (1.5.2015).

EU 2009: 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, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF> (27.2.2015).

Europäische Kommission 2008: The support of electricity from renewable energy sources. Commission staff working document. COM(2008) 19 final, SEC(2008) 57, Brüssel, http://iet.jrc.ec.europa.eu/remea/sites/remea/files/files/documents/sec_2008_57_support_res_electricity.pdf (9.9.2015).

Europäische Kommission 2014: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020. Mitteilung der Kommission (2014/C 200/01), <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN> (18.9.2015).

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) 2015: Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Langfassung, überarbeitete und aktualisierte Auflage 2015. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V., Berlin, <http://www.foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-lang.pdf> (2.2.2015).

Freiflächenausschreibungsverordnung 2015, <http://www.gesetze-im-internet.de/ffav/BJNR010810015.html> (30.11.2015).

Gabriel, Sigmar 2014: Vorbereitung des Pilotprojektes zur Ausschreibung von PV-Freiflächenanlagen. Berlin, 31.10.2014. Schreiben an Mitglieder des Bundestages.

Gericht der Europäischen Union 10.05.2016: Urteil in der Rechtssache T-47/15. Luxemburg, Hartmut Ost, <http://curia.europa.eu/jcms/upload/docs/application/pdf/2016-05/cp160049de.pdf> (12.5.2016).

Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS) et al. 2015: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW); Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) 2015: Beschäftigung durch erneuerbare Energien und Deutschland; Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Studie im Auftrag des BMWi, Endbericht, Osnabrück et al., <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (19.4.2016).

Hirth, Lion; Schlandt, Jakob 2016: Übertragungsnetzbetreiber erwarten massiven Wertverlust für Solarstrom, <http://phasenpruefer.info/uebertragungsnetzbetreiber-erwarten-massiven-wertverlust-fuer-solarstrom/> (19.4.2016).

Höfling, Holger 2013: Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung. Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes. Diskussionspapier, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW), Stuttgart, http://www.zsw-bw.de/fileadmin/ZSW_files/Themen/Energiewirtschaft/docs/Diskussionspapier_Invest_EOM_2013-07-25.pdf.

International Energy Agency (IEA) 2016: Re-powering Markets. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems, Paris, (Electricity Market Series). <http://www.iea.org/publications/free-publications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf> (21.4.2016).

Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut) 2014: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign, Impulse, Berlin, http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_30_Agora_Energiewende_EEG_3_0_LF_web.pdf (20.10.2014).

- Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo) 2012: Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. In Kooperation mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). Studie im Auftrag des BMWi, München, https://www.ffe.de/download/article/429/Forschungsbericht_Zukunft_Energie_komplett.pdf (17.12.2014).
- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) et al. 2014: Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, 10. Quartalsbericht, Im Auftrag des BMWi, Berlin, http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-10.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (12.12.2015).
- ISI et al. 2016: The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. DiaCoreFinal report, <http://www.ecofys.com/files/files/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf> (16.02.2016). ISI; EEG 2010: Evaluation of different feed-in-tariff design options. Best practice paper for the International Feed-In Cooperation, 3. Aufl., www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/download-files/research/Best_practice_Paper_3rd_edition.pdf (5.12.2015).
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) 2015: Auswertung des Effekts der Sonnenfinsternis vom 20.3.2015 auf das deutsche Energieversorgungssystem, Kassel, http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Presseinformationen/2015/Auswertung%20des%20Effekts%20der%20Sonnenfinsternis_v6_ys_rf_ys_rf_dj_uk_dj_ys.pdf (6.12.2015).
- IWES; Energy Brainpool 2015: Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte, Eine Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf (10.2.2016).
- Institut für Zukunftsenergiesysteme (IZES) 2014: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, Saarbrücken, http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES_2014-05-20_BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf (3.11.2014).
- IZES et al. 2013: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Endbericht, Im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung, Würzburg; Aachen, www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie_EEG_20_Stromsystem_14102013.pdf (16.02.2016).
- Lambertz, Johannes et al. 2012: Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen, in: *energie-wirtschaftliche tagesfragen*, 62. Jg. (2012) Heft 7, S. 16–20, http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2012_07_lambertz.pdf (4.5.2016).
- Leuphana Universität Lüneburg; Nestle, Uwe 2014: Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Ausweitungen von regulatorischen Eingriffen, Studie im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie (BBEn) und des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), Lüneburg; Kiel, http://www.enklip.de/resources/Studie_Marktrealitaet+von+Buergerenergie_Leuphana_FINAL_23042014.pdf (10.6.2014).
- Lorenzoni, Arturo 2003: The Italian green certificates market between uncertainty and opportunities, in: *Energy Policy* 31 (1), S. 33–42.
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MELUR) 6.5.2015: Erster Planfeststellungsbeschluss für Westküstenleitung erteilt. Energiewendeminister Habeck: „Mit dem Bau kommt die Energiewende deutlich voran.“, Kiel, http://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2015/0515/MELUR_150506_Planfeststellung_Abschnitt1.html (11.2.2016).
- Monopolkommission 2011: Energie 2011: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Sondergutachten 59, Bonn, http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s59_volltext.pdf (1.5.2016).
- Muñoz, Miquel et al. 2007: Harmonization of renewable electricity feed-in laws in the European Union, in: *Energy Policy* 35 (5), S. 3104–3114. DOI: 10.1016/j.enpol.2006.11.006.
- Nestle, Uwe 2011: Gleitende Marktprämie im EEG: Chance oder Risiko für die Erneuerbaren?, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2011/Heft 3, http://www.enklip.de/veroeffentlichungen_12_3196018859.pdf (12.12.2015).
- Nestle, Uwe 2013a: Das EEG braucht eine neue Philosophie. Ökostromausbau mit intelligenter Steuerung günstiger machen, in: *ew energiewirtschaft* (13), S. 26–29, http://www.enklip.de/veroeffentlichungen_11_326628149.pdf (29.9.2015).
- Nestle, Uwe 2013b: EEG 2.0: Kosten begrenzen mit neuer Philosophie. Hg. v. Klimaretter.info, <http://www.klimaretter.info/politik/hintergrund/14147-eeg-20-kosten-begrenzen-mit-neuer-philosophie>, zuletzt aktualisiert am 2013 (8.4.2015).
- Nestle, Uwe 2015: Nötig ist ein echter Kostenindikator. Standpunkt. Hg. v. Klimaretter.info, <http://www.klimaretter.info/standpunkte/19665-qwir-brauchen-einen-echten-kostenindikator>, zuletzt aktualisiert am 30.9.2015 (30.9.2015).
- NGO 2015: Schwarz-Gelb stellt Energiewende in Frage. Klimaschutzverhandlungen in Durban, NGO - Die Internet-Zeitung, <http://www.ngo-online.de/2011/12/1/energiewende-jetzt/> (11.12.2015).
- Patlitzianas, Konstantinos et al. 2004: The policy perspective for RES development in the new member states of the EU, in: *Renewable Energy* 2005, 2004 (30), S. 477–492, <https://www.deepdyve.com/lp/elsevier/the-policy-perspective-for-res-development-in-the-new-member-states-of-rwB5ShvWx5> (16.2.2016).
- Piria, Raffaele et al. 2013: Ensuring renewable electricity investments. 14 policy principles for a post-2020 perspective, <http://remunerating-res.eu/wp-content/uploads/2013/04/14principlespost2020.pdf> (19.4.2016).
- Reuters 21.10.2013: EDF: Agreement reached on commercial terms for the planned Hinkley Point C nuclear power station, <http://www.reuters.com/article/idUSnHUGdljv+70+ONE20131021> (8.2.2016).
- Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) 2012: Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Essen, http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Marktwirtschaftliche-Energiewende.pdf (1.5.2016).
- solarserver.de 2015: Klage der Bundesregierung gegen die EU-Kommission soll Rechtssicherheit für das EEG schaffen, <http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2015/2015/kw08/klage-der-bundesregierung-gegen-die-eu-kommission-soll-rechtssicherheit-fuer-das-eeg-schaffen.html>, zuletzt aktualisiert am 12.12.2015 (12.12.2015).
- Spiegel Online 2006: Energiedebatte: Gabriel fordert mehr erneuerbare Energie, 5. Januar 2006, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/energiedebatte-gabriel-fordert-mehr-erneuerbare-energie-a-393656.html> (20.4.2016).
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2013: Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten, Berlin, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2013_11_SG_Strommarkt_alle.html (1.8.2014).

Statistik der Kohlewirtschaft 2015: Der Kohlebergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2014, Herne; Köln. http://www.kohlenstatistik.de/files/rag_kohlenwirt_silberbuch_web.pdf (18.4.2016).

Stromeinspeisungsgesetz 1990: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz. StrEG, vom 7.12.1990. Fundstelle: BGBl I S. 2633, <http://archiv.jura.uni-saarland.de/BGBl/TEIL1/1990/19902633.1.HTML> (21.4.2016).

trend:research/Leuphana Universität Lüneburg 2013: Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ und der Agentur für Erneuerbare Energien, Bremen; Lüneburg, <http://www.buendnis-buergerenergie.de/publikationen/studien/> (08.2.2015).

Umweltbundesamt (UBA) 2014a: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 – 2012. Unter Verwendung von Berechnungsergebnissen der Nationalen Koordinierungsstelle Emissionsberichterstattung, Berlin, <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/uebersicht-zur-entwicklung-energiebedingten> (11.12.2015).

UBA 2014b: DEHSt in Zahlen. Stand: November 2014, http://www.dehst.de/DE/Serviceseiten/Ueber-uns/ueber-uns_node.html, zuletzt aktualisiert am 30.11.2015 (30.11.2015).

UBA 2015a: Emissionen der sechs im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase in Deutschland, Berlin, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-2> (11.12.2015).

UBA 2015b: Strommarktdesign der Zukunft (Climate Change, 20/2015), Dessau, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_05_2016_ein_strommarktdesign_zur_kostenguenstigen_erreichung_0.pdf (18.4.2016).

UBA 2016: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Emissionesentwicklung 1990 bis 2014, Dessau, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland> (20.4.2016).

Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (UFZ) 2014: Der Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration erneuerbarer Energien – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung (UFZ Discussion Papers, 21/2014), Leipzig, http://www.ufz.de/export/data/global/62188_DP_21_2014_Purkus_etal.pdf (16.2.2016).

United Nations 2015: Adoption of the Paris Agreement. Proposal of the President. Twenty-first session, 30 November to 11 December 2015, Conference of the Parties. Paris. <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09.pdf> (14.12.2015).

Verband der Chemischen Industrie (VCI) 2016: Der Ausbau der Erneuerbaren braucht eine neue Finanzierungsgrundlage. Interview von Sebastian Fischer-Jung mit Jörg Rothermel. In: chemie report 04.2016, <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemie-report-einzelartikel/cr-heft-04-2016-seite-6f.pdf> (4.5.2016).

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) 2015: VDE/FNN-Störungsstatistik 2014: Weiterhin sehr gute Werte für die Netzverfügbarkeit, <http://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/2015/Seiten/m20151006.aspx> (12.10.2015).

Vestager, Margrethe 2015: Grünstromprivileg und Ausschreibungen. Schreiben an MdB Josef Göppel vom 12.2.2015, Brüssel.

Vestager, Margrethe 2016: Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020. Schreiben an Hermann Albers, Bundesverband WindEnergie, vom 6. Januar 2016, <https://www.wind-energie.de/system/files/attachments/article/2016/ausschreibungen-eu-wettbewerbskommissarin-zum-thema-de-minimis/160106-antwortschreiben-eu-wettbewerbskommission-den-bwe.pdf>, (17.2.2016).

Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) 2013: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Positionspapier, http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/EMD_Gutachten__Positionspapier.pdf (01.5.2015).

Impressum:

© 2016

Friedrich-Ebert-Stiftung

Herausgeber: Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik

Godesberger Allee 149 / D-53175 Bonn

Fax 0228 883 9205, www.fes.de/wiso

Bestellungen/Kontakt: wiso-news@fes.de

Die in dieser Publikation zum Ausdruck gebrachten Ansichten sind nicht notwendigerweise die der Friedrich-Ebert-Stiftung (FES). Eine gewerbliche Nutzung der von der FES herausgegebenen Medien ist ohne schriftliche Zustimmung durch die FES nicht gestattet.

ISBN: 978-3-95861-511-3

Titelmotiv: © Adam Smigielski/iStockphoto

Gestaltungskonzept: www.stetzer.net

Druck: www.bub-bonn.de

Deutschland auf dem Weg in die Kreislaufwirtschaft?
WISO DISKURS – 06/2016

Die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie unter Beachtung
von Verbraucherinteressen
WISO DIREKT – 2015

Nationale Kraftwerksstilllegungen als Klimaschutzmaßnahme?
Ziel, Wechselwirkungen, Verbraucherbelastung
WISO DIREKT – 2015

Intelligente Stromzähler (Smart Meter) –
mehr Risiken als Nutzen für Verbraucherinnen und Verbraucher?
WISO DIREKT – 2015

Das Grünbuch Strommarktdesign:
Subventionen für konventionelle Kraftwerke ante portas?
WISO DIREKT – 2014

Energiearmut als Querschnitts-Herausforderung:
Impulse für eine politische Strategie
WISO DIREKT – 2013

Verbraucherperspektiven bei der EEG-Reform
WISO DISKURS – 2013

