

Gawel, Erik; Lehmann, Paul

Article — Published Version

Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Gawel, Erik; Lehmann, Paul (2014) : Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 94, Iss. 9, pp. 651-658,
<https://doi.org/10.1007/s10273-014-1729-z>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/155706>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

Erik Gawel, Paul Lehmann*

Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014

Nach langem Ringen und begleitet von großer öffentlicher Aufmerksamkeit ist das „Gesetz zur grundlegenden Neuordnung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ nunmehr zum 1.8.2014 in Kraft getreten und löst das keine drei Jahre alte Vorgängergesetz ab. Eine grundlegende Neuordnung ist zwar nicht gelungen, die Strom-Energiewende aber auch nicht gefährdet. Das Ziel, die Förderkosten signifikant zu senken und zugleich gerechter zu verteilen, wurde verfehlt. Die Herausforderungen der Markt- und Systemintegration Erneuerbarer bleiben weitgehend ungelöst.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich seit seiner Einführung im Jahr 2000 als effektives Markteinführungsregime für erneuerbare Energietechnologien im Stromsektor erwiesen. Mit zunehmendem Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromerzeugung treten nun jedoch immer stärker die Herausforderungen in den Vordergrund, die mit der Integration erneuerbarer Energien in das System der Stromversorgung verbunden sind.¹ Im Mittelpunkt der Debatten stehen vor allem die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien – sowohl hinsichtlich der Höhe der Gesamtkosten als auch ihrer Verteilung. Zunehmend wichtiger wird überdies die Frage, wie Versorgungssicherheit im Stromsystem bei hohen Anteilen überwiegend fluktuierender erneuerbarer Energien gewährleistet werden kann, insbesondere wenn diese, wie bislang ganz überwiegend der Fall, unabhängig vom tatsächlichen Strombedarf eingespeist werden. Und nicht zuletzt spielen auch die von Erneuerbare-Energien-Anlagen vor Ort verursachten ökologischen und sozialen Konflikte („Verspargelung der Landschaft“) sowie die regionale Organisation der Energiewende (Bund-Länder-Verantwortung) eine immer größere Rolle. Gute Gründe also, Art und Umfang der EEG-Förderung in Deutschland auf den Prüfstand zu stellen.

Reparaturnovelle statt „grundlegender Neuordnung“

Getrieben wurden die Reformbemühungen aber primär durch eine stark verzerrte öffentliche Kosten- und Belastungsdiskussion² sowie die Auseinandersetzung mit der EU-Kommission darüber, inwieweit der bisherige Förderansatz mit dem europäischen Beihilferecht vereinbar

ist.³ Der Gesetzgeber agiert hier notgedrungen zwischen den widerstreitenden Interessen

- einer EU-Kommission, die über den mächtigen Hebel der Beihilfekontrolle die eher bescheidenen energiepolitischen EU-Kompetenzen gezielt aufzuwerten sucht,⁴
- von Industrievertretern, die eine Fortführung, ja Ausweitung der Industrieprivilegien bei der EEG-Umlage betreiben,
- einer von Schlagworten wie „Kosten-Tsunami“, „Energiearmut“ und „Deindustrialisierung“ desorientierten Öffentlichkeit sowie
- den Erneuerbare-Energien-Branchen und Bundesländern, die als Empfänger der Förderung gar kein Interesse an grundlegender Umgestaltung zeigen.

3 Vgl. Newsletter des BMWi zur Verabschiedung des reformierten EEG, <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/23/Meldung/weg-frei-für-das-reformierte-eeg.html>; M. von Unger: Germany's Renewable Energy Law, State Aid and the Internal Market. An EU Perspective, in: Journal for European Environmental and Planning Law, 11. Jg. (2014), H. 2, S. 116 ff.; N. Grabmayr et al.: Das Beihilferecht der EU-Kommission zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012, Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg 2014.

4 Vgl. E. Gawel, S. Strunz: State Aid Dispute on Germany's Support for Renewables: Is the Commission on the Right Course?, in: Journal for European Environmental and Planning Law, 11. Jg. (2014), H. 2, S. 137 ff.

* Die Autoren danken Alexandra Purkus für wertvolle Hinweise.

1 Vgl. A. Löschel et al.: Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Berlin u.a.O. 2014.

2 Vgl. E. Gawel et al.: Die deutsche Energiewende – ein Skandalon?, in: GAIA, 22. Jg. (2012), H. 4, S. 278 ff.

Prof. Dr. Erik Gawel ist Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig und Leiter des Departments Ökonomie am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ in Leipzig.

Dr. Paul Lehmann leitet im Department Ökonomie am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ in Leipzig die Forschungsgruppe Energieökonomik.

Zugleich hatte sich die Bundesregierung wiederholt selbst unter Zugzwang gesetzt und ein rasches „EEG 2.0“ versprochen, das vor allem die Kostenfrage durch eine „grundlegende Neuordnung“ lösen werde. Angesichts der komplexen Interessenlage musste ein solches Unterfangen absehbar scheitern. Nicht einmal der Erfahrungsbericht zum keine drei Jahre alten Vorgängergesetz (EEG 2012) wurde abgewartet.⁵ Das EEG 2014 wirkt deshalb insgesamt auch eher wie eine weitere Reparaturenovelle und keineswegs als jener große Wurf, der die längerfristigen Herausforderungen der Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren mit einer klaren Zielperspektive adressiert. Dazu trugen maßgeblich die EU-Kommission, Industrievertreter sowie die Bundesländer bei, die ihre (widerstreitenden) Interessen im Gesetzgebungsverfahren beachtlich unterzubringen verstanden.

Im Vorfeld der Reform wurden von verschiedenen Seiten weitreichende konzeptionelle Vorschläge zur Umgestaltung der Erneuerbare-Energien-Förderung vorgelegt.⁶ Diese reichten von grundlegenden Korrekturen (völlige Abschaffung des EEG, Umstieg auf eine Grünstromquote, Europäisierung der Förderung)⁷ bis hin zur Refinanzierung über öffentliche Haushalte⁸. Nichts von alledem wurde umgesetzt. Allein die ebenfalls propagierte stärkere Nutzung marktlicher Steuerungselemente innerhalb des EEG-Ansatzes (Marktprämien, Ausschreibungen)⁹ fand einen gewissen Niederschlag. Als die vier Hauptziele des EEG 2014 werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie neben dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien die Senkung der Förderkosten, die Heranführung der Erneuerbaren an den Markt sowie eine europarechtskonforme Neuverteilung der Förderkosten benannt, so „dass Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland nicht gefährdet werden“.¹⁰

Erneuerbare-Energien-Förderung weiter notwendig

Grundsätzlich ist die Förderung erneuerbarer Energien auch weiterhin notwendig. Das langfristige Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf

50% bis 2030 und 80% bis 2050 zu erhöhen, erfordert in den nächsten Jahren weitere erhebliche Investitionen in den Ausbau von Erneuerbare-Energien-Technologien. Dass diese Investitionen ohne einen expliziten Fördermechanismus für erneuerbare Energien getätigt werden, erscheint unwahrscheinlich. Zum einen werden Investitionsentscheidungen im Stromsektor durch diverse Formen von Markt- und Regulierungsversagen zugunsten nicht-erneuerbarer Energieträger verzerrt – etwa durch die extrem niedrige Bepreisung von CO₂-Emissionen, die mangelnde Internalisierung anderer Umweltwirkungen von fossilen und nuklearen Energieträgern und deren explizite Subventionierung aus öffentlichen Haushalten.¹¹ Zudem ist es fraglich, ob sich erneuerbare Energien mit Grenzkosten nahe Null überhaupt jemals auf dem gegenwärtig bestehenden, auf Grenzkosten basierenden Energy-only-Markt refinanzieren können.¹² Folglich sollte sich die Debatte über die Erneuerbare-Energien-Förderung sinnvollerweise auf das Wie, nicht auf das Ob fokussieren.

Dass sich die Diskussion um die künftige Ausgestaltung des EEG primär auf dessen Kosten und insbesondere auf die Höhe der EEG-Umlage konzentriert, stellt eine problematische Verkürzung der Perspektive dar: Die Umlage als Differenz aus EEG-Vergütungen und Börsenstrompreis kann nur einen Teil der vollen Kostenwahrheit abbilden und eignet sich grundsätzlich nicht als Indikator für die gesamtgesellschaftliche Effizienz der Erneuerbare-Energien-Förderung.¹³ Dennoch muss gewährleistet sein, dass die langfristigen Ziele der Energiewende kostenminimal erreicht werden. Dabei sind jedoch auch die Systemkosten der Versorgung, umwelt- und klimabezogene Externalitäten sowie langfristige Kostentrends zu berücksichtigen, um technologiepolitische Fehlschlüsse allein anhand aktueller betriebswirtschaftlicher Gestehungskosten zu vermeiden.

Kostensenkung der Erneuerbare-Energien-Förderung

Können nun die mit dem Erneuerbare-Energien-Ausbau verbundenen Herausforderungen durch die aktuelle EEG-Reform angemessen adressiert werden? Vier Maßnahmen der EEG-Reform 2014 sollen zunächst dazu beitragen, die Gesamtkosten der EEG-Förderung zu senken:

1. die Reduzierung der technologiespezifischen Fördersätze,
2. die Einführung sogenannter atmender Deckel für die wichtigsten Erneuerbare-Energien-Technologien,

¹¹ Vgl. den Überblick bei P. Lehmann, E. Gawel: Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme?, in: Energy Policy, 52. Jg. (2013), S. 597-607.

¹² Agora Energiewende: 12 Thesen zur Energiewende, Berlin 2012.

¹³ E. Gawel et al.: Die Zukunft der Energiewende in Deutschland, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64. Jg. (2014), H. 4, S. 37-44.

⁵ Vgl. Becker Büttner Held (BBH): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben III, 2014.

⁶ Für einen Überblick siehe: Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Metaanalyse von Vorschlägen für die künftige Finanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Berlin 2014; M. Pahle et al.: EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform, Diskussionspapier, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2014.

⁷ Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI): Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands 2014, Berlin 2014; Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Bonn 2013.

⁸ D. Jacobs et al.: Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende, IASS Policy Brief, Nr. 2/2013, Potsdam 2013.

⁹ Agora Energiewende: Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess, Berlin 2013.

¹⁰ Vgl. Newsletter des BMWi ..., a.a.O.

3. die verpflichtende Direktvermarktung im Rahmen des Marktprämienmodells sowie
4. perspektivisch Ausschreibungen für die Festlegung der EEG-Vergütungen.

Mithilfe dieser Maßnahmen können zwar die mittel- und langfristigen Förderkosten gesenkt werden, der kurzfristige Effekt, insbesondere hinsichtlich der Höhe der EEG-Umlage, ist jedoch begrenzt. Denn über die Umlage müssen vor allem Einspeisevergütungen finanziert werden, die in der Vergangenheit für 20 Jahre bewilligt wurden und von der EEG-Reform nicht betroffen sind. Zudem spielt es für die Umlagehöhe eine entscheidende Rolle, welcher Anteil des Stromverbrauchs in welchem Umfang durch Verschönerung von der EEG-Umlage begünstigt wird. Nach Schätzungen von Agora Energiewende könnte die EEG-Umlage unter Berücksichtigung der Gesetzesänderungen von gegenwärtig 6,24 Cent pro kWh auf 5,8 Cent bis 6,2 Cent pro kWh im Jahr 2015 sinken.¹⁴ Dieser Effekt wäre jedoch primär auf Prognosefehler in der Vergangenheit zurückzuführen. Noch unklar sind die Effekte der völlig neugefassten sogenannten „Besonderen Ausgleichsregelung“ (§§ 63 ff. EEG 2014), welche die Begünstigungen „stromkostenintensiver“ Unternehmen sowie von Schienenbahnen regelt, die dann von den nicht-privilegierten Stromverbrauchern über die Umlage mitfinanziert werden müssen.

Reduzierung der Fördersätze

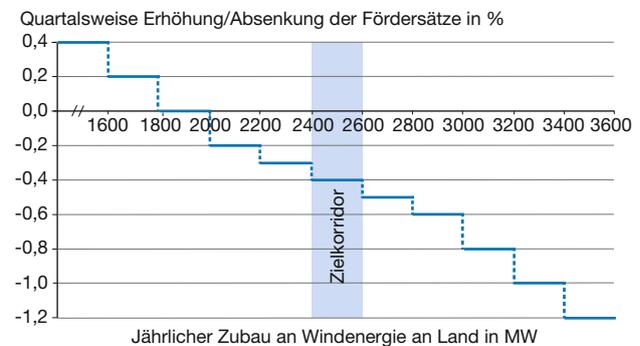
Die Reduzierung der Fördersätze betrifft vor allem die Vergütung von Strom aus Biomasse, weil die Einsatzstoffvergütungsklassen abgeschafft wurden, die eine erhöhte Vergütung etwa für die Nutzung von Stroh, Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen oder Landschaftspflegematerial vorsahen. Ziel der Kürzungen ist es, dass nur noch der Einsatz kostengünstiger Rest- und Abfallstoffe wirtschaftlich sein soll.¹⁵ Zudem erhalten Neuanlagen mit einer Nennleistung von mehr als 100 kW die Vergütung nur noch für jenen Teil der Stromerzeugung, der 50% der Nennleistung entsprechen würde. Neben der Biomasse sind auch andere erneuerbare Energieträger von Kürzungen betroffen, wenn auch in weit geringerem Ausmaß. So wurde beispielsweise der Bonus für Ersatzinvestitionen in Windkraftanlagen (Repowering) abgeschafft. Nach den Eckpunkten zur EEG-Reform¹⁶ sollte durch diese Kürzungen

14 Agora Energiewende: EEG-Umlage kann 2015 leicht sinken, Pressemitteilung vom 26.5.2014, <http://www.agora-energiewende.de/presse/pressemitteilungen/detailansicht/article/eeg-umlage-kann-2015-leicht-sinken-1/>.

15 D. Thrän et al.: Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014, Leipzig 2014.

16 BMWi: Eckpunkte für die Reform des EEG, 21.1.2014, <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmw2012,sprache=de,rwb=true.pdf>; vgl. dazu E. Gawel: Eckpunkte zur EEG-Reform: Der Energiewende nächster Akt, in: Wirtschaftsdienst, 94. Jg. (2014), H. 2, S. 82-83.

Abbildung 1
Atmender Deckel für Stromerzeugung aus Windkraft an Land



Quelle: eigene Darstellung.

die durchschnittliche Vergütung von gegenwärtig 17 Cent auf zukünftig 12 Cent je kWh gesenkt werden. Grundsätzlich sind regelmäßige Absenkungen der Fördersätze aus Effizienzsicht zu befürworten, damit die mit Technologieinnovation und -diffusion verbundenen Kostenreduktionen korrekt abgebildet werden. Hinsichtlich der Biomasseförderung ist jedoch zu befürchten, dass die erheblichen Einschnitte bei den Fördersätzen die Erreichung der langfristigen Energiewendeziele sowie die Adressierung anderer energiepolitischer Herausforderungen (z.B. grundlastfähige Erneuerbare) beeinträchtigen könnten.

Atmender Deckel für die wichtigsten Technologien

Zudem wurde ein „atmender Deckel“, wie er bislang nur für Photovoltaik vorhanden war, nun auch für Stromerzeugung aus Windkraft und Biomasse eingeführt.¹⁷ Dieser Mechanismus sorgt dafür, dass die planmäßig vorgeschriebene Degression der Fördersätze bei Überschreitung eines festgelegten Zielkorridors erhöht wird. Im Gegenzug wird die Degression bei Unterschreitung gesenkt. Abbildung 1 veranschaulicht dies für den Einsatz von Windkraft an Land. Prinzipiell soll der atmende Deckel somit als Kostenbremse funktionieren, wenn der Ausbau stärker voranschreitet als geplant. Ob er diese Wirkung in der Praxis tatsächlich entfalten wird, bleibt unklar und hängt maßgeblich von der Stringenz der Korridore ab. So wurde auf Drängen der Länder festgelegt, dass für die Windkraft an Land bei Repowering-Investitionen nur der Nettozuwachs auf den Deckel angerechnet wird. Damit entspricht der Deckel nun in etwa dem Niveau der Neuinvestitionen in den vergangenen Jahren. Durch den atmenden Deckel ist es für Investoren zudem schwieriger abzuschätzen, wie sich die Vergütung im Laufe der nächsten Monate und Jahre tatsächlich entwickeln wird.

17 Folgende Zielkorridore wurden festgelegt: Windkraft an Land 2400 bis 2600 MW pro Jahr, Windkraft auf See 6500 MW bis 2020, Photovoltaik 2500 MW, Biomasse 100 MW.

Das erhöht das Risiko für Investitionen mit längeren Vorlaufzeiten, wie etwa Windparks. Diese zusätzlichen Risiken können sich gerade in Kostenaufschlägen widerspiegeln.¹⁸ Ob mit dieser sehr speziellen Kombination aus Preis- und Mengensteuerung eine sinnvolle staatliche Ausbausteuerung gelingen kann, erscheint fraglich: Die Vorzüge der Planbarkeit der Festtarife werden aufgegeben, und der Erneuerbare-Energien-Ausbau wird eher ausgabenorientiert gesteuert und überdies noch marktferner organisiert.

Verpflichtende Direktvermarktung im Marktprämienmodell

Eine weitere wichtige Neuerung im EEG 2014 ist die verpflichtende Einführung der Direktvermarktung und damit verbunden der Umstieg vom System fester Einspeisevergütungen auf die gleitende Marktprämie für alle Neuanlagen. Bislang wurde dieses System im EEG 2012 optional angeboten.¹⁹ Ab 2016 sind nun nur noch Neuanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW von der Direktvermarktung ausgenommen. Bestandsanlagen können weiter vom Wahlrecht Gebrauch machen. Die gleitende Marktprämie ergibt sich als Differenz zwischen dem gesetzlich festgelegten Fördersatz und dem Monatsmittelwert des Spotmarktpreises. Die Marktprämie wird für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis sechs oder mehr Stunden negativ ist, nicht gezahlt. Sie wird als wichtiger Schritt hin zu einer stärkeren Marktintegration der Erneuerbare-Energien-Erzeugung verstanden, welche die Effizienz der Investitions- und Betriebsentscheidungen erhöhen soll. Faktisch fördert sie zwar die Vermarktung von Erneuerbare-Energien-Strom über Marktkanäle, verändert aber kaum die Anreize für Anlagenbetreiber, knappheitsorientiert zu handeln – nur dies aber wäre für die Markt- und Systemintegration entscheidend. Im Wesentlichen regt die gleitende Marktprämie nur die Abregelung von Anlagen an, wenn Börsenstrompreise negativ sind und ihr Betrag die (monatlich festgelegte) Marktprämie überschreitet („Abregelungsprämie“). Dass aber ausgerechnet die Erzeugungsanlagen mit den günstigsten Grenzkosten vom Netz gehen (während die Braunkohlekraftwerke weiter einspeisen), ist volkswirtschaftlich dauerhaft nicht sinnvoll. Außerdem erhöht die Direktvermarktung die Transaktionskosten für Anlagenbetreiber. Die Vermarktung des Erneuerbare-Energien-Stroms erfolgt bislang faktisch durch eine begrenzte Zahl an spezialisierten Zwischenhändlern (Direktvermarkter). Im Direktvermarkterbereich besteht mithin die Gefahr, dass sich ein Oligopol bildet, das ebenfalls die Kosten der

Förderung erhöhen würde.²⁰ Gegenüber der bisherigen „Indirektvermarktung“ durch die Übertragungsnetzbetreiber ergäben sich so kaum erkennbare Vorteile.

Perspektivische Ausschreibungen für EEG-Vergütungen

Auf Drängen der EU-Kommission sieht das neue EEG perspektivisch ab 2017, dem Jahr der nächsten Bundestagswahl, auch Ausschreibungen vor, ohne diese näher zu spezifizieren.²¹ Ausschreibungen sollen bis dahin in einer Art Pilotvorhaben für Photovoltaik-Freiflächenanlagen erprobt werden.²² Der wesentliche Vorteil von Ausschreibungen ist, dass potenzielle Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Auktionsverfahren ihre tatsächlichen Kosten offenbaren. Auf diese Weise können Mitnahmeeffekte und folglich auch Förderkosten gesenkt werden. Zumindest teilweise kompensiert werden diese Effekte jedoch durch steigende Transaktionskosten, mögliche Marktmachtausübung sowie Risikoaufschläge, da Investoren a priori nicht wissen, ob ihr Angebot den Zuschlag erhält.²³

Angemessenere Verteilung der Förderkosten

Neben der Höhe der Gesamtförderkosten galt das zweite Hauptaugenmerk der EEG-Reform der Verteilung der Kosten durch die auf den Stromverbrauch erhobene EEG-Umlage. Hintergrund waren auch hier – neben den Interessen der begünstigten Branchen – vorrangig die beihilferechtlichen Zweifel der EU-Kommission sowie deren neue Leitlinien zur Ausgestaltung von Umweltschutz- und Energiebeihilfen.²⁴ Anpassungen wurden bei der besonderen Ausgleichsregelung sowie dem Eigenstromprivileg vorgenommen. Das sogenannte „Grünstromprivileg“²⁵ wurde – auch wegen beihilferechtlicher Angriffsflächen – komplett gestrichen.

18 T. Grau: Comparison of Feed-in Tariffs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation, DIW Discussion Paper, Nr. 1363, Berlin 2014.

19 Vgl. E. Gawel, A. Purkus: Promoting the Market and System Integration of Renewable Energies through Premium Schemes – A Case Study of the German Market Premium, in: Energy Policy, 61. Jg. (2013), S. 599-609.

20 Dies.: Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 37. Jg. (2013), S. 43-61; Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES): Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, Saarbrücken 2014.

21 Die neuen „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ der EU-Kommission verlangen ab 2017 eine Beihilfevergabe für die Erneuerbare-Energien-Förderung auf Ausschreibungsbasis – siehe auch H. Münchmeyer, M. Kahles, F. Pause: Erfordert das europäische Beihilferecht die Einführung von Ausschreibungsverfahren im EEG?, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht, Nr. 5 vom 16.7.2014.

22 Vgl. M. Kahles: Ausschreibungen als neues Instrument im EEG 2014. Ein Überblick zu den relevanten Regelungen im EEG 2014, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht, Nr. 6 vom 16.7.2014.

23 IZES: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Saarbrücken 2014.

24 Mitteilung der Europäischen Kommission: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, (2014/C 200/01).

25 § 39 EEG 2012 sah vor, dass (inländische) Stromversorgungsunternehmen teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen waren, wenn sie mindestens 50% ihres Grünstroms direkt an Endverbraucher lieferten und der Anteil von Wind- bzw. Solarenergie an ihrem gesamten Strom zugleich mindestens 20% betrug.

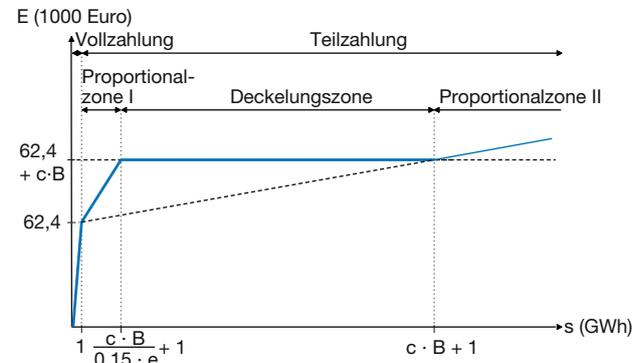
Die besondere Ausgleichsregelung legt fest, in welchem Maße der Stromverbrauch von Unternehmen und Schienenbahnen mit der EEG-Umlage belastet wird. Im EEG 2012 waren Unternehmen des produzierenden Gewerbes weitgehend von der EEG-Umlage befreit, wenn sie bestimmte Schwellenwerte (Stromverbrauch, Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung) überschritten.²⁶ Auf Drängen der EU-Kommission orientiert sich die Ausgleichsregelung nun an einem Katalog von 219 Branchen (bisher 245), die prinzipiell ausgenommen werden können. Unternehmen aus diesen Branchen können diese Regelung nur in Anspruch nehmen, wenn der Anteil der Stromkosten an ihrer Bruttowertschöpfung (Stromkostenintensität) je nach Branche mindestens 17% bis 20% beträgt. In diesem Fall zahlen Unternehmen für die erste GWh die volle Umlage, für jede weitere nur 15% der Umlage. Zusätzlich wird festgelegt, dass die Gesamtsumme der Umlagezahlungen 0,5% (bei einer Stromkostenintensität von mindestens 20%) bzw. 4% (bei einer Stromkostenintensität von weniger als 20%) der Bruttowertschöpfung nicht überschreiten darf („Cap“ bzw. „Super-Cap“). Dabei muss jedoch gewährleistet bleiben, dass das Unternehmen eine Mindestumlage von 0,05 Cent (für die NE-Metallbranche) bzw. 0,1 Cent je kWh zahlt. Für Unternehmen, die durch die Neuregelung stärker als bisher belastet werden, wurden darüber hinaus noch zusätzliche Übergangsfristen und Ausnahmeregelungen gewährt. Abbildung 2 illustriert die Komplexität des neuen Tarifs der besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2014 in vereinfachter Form und nur für den Regeltarif. Das Ergebnis sind neben dem Selbstbehalt bis 1 GWh zwei Proportionalzonen und eine durch die Bruttowertschöpfungsanteile beschriebene „Deckelungszone“. Bei den Schienenbahnen hingegen erfolgt durch das EEG 2014 eine Umverteilung der Belastung von kleinen zu großen Bahnunternehmen, die nun bereits ab 2 GW Stromverbrauch begünstigt werden, aber dafür 20% der Umlage tragen müssen (zuvor 10% ab 10 GW).²⁷

Schwachpunkt Industriebegünstigungen

Grundsätzlich sind Sonderregelungen für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen weiterhin sinnvoll, um Unternehmen zu schützen, die im internationalen bzw. intermodalen Wettbewerb stehen. Auch der auf Betreiben der EU-Kommission eingeführte Branchenkatalog entfaltet Charme, da der Versuch, die Vulnerabilität im internationalen Wettbewerb über Kennzahlen und Formeln zu erfassen, theoretisch nicht überzeugt und letztlich nur Lobbydruck auf die Kennzahlenformulierung auslöst. Die

26 Vgl. E. Gawel, C. Klassert: Probleme der besonderen Ausgleichsregelung im EEG, in: Zeitschrift für Umweltrecht, 24. Jg. (2013), H. 9, S. 467 ff.
 27 Vgl. E. Gawel: Der Schienenverkehr in der besonderen Ausgleichsregelung des EEG, in: Netzwirtschaften & Recht, 11. Jg. (2014), Beilage, Nr. 1/2014, S. 1-8.

Abbildung 2
Tarif der EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen nach EEG 2014



E = EEG-Umlagezahlbetrag in 1000 Euro, s = Stromverbrauch in GWh, B = Bruttowertschöpfung, c = Deckelungsanteile („Cap“ und „Super-Cap“), EEG-Umlagesatz = 6,24 Cent/kWh.

Quelle: eigene Darstellung.

neuen Branchenlisten im EEG 2014 schaffen hier zumindest Transparenz im Lobbykampf.²⁸ Der extensive Branchenkatalog und die äußerst komplizierten, vielfältigen Begünstigungstatbestände lassen jedoch kaum erkennen, dass eine wirkungsvolle Begrenzung ins Werk gesetzt oder auch nur angestrebt wird. An wohl keiner Stelle der Reform klaffen ursprünglicher Reformanspruch und Wirklichkeit stärker auseinander als bei den Industrieprivilegien. Dass das BMWi nunmehr davon spricht, dass deren Neugestaltung dazu diene, dass „Wertschöpfung und Arbeitsplätze in Deutschland nicht gefährdet werden“²⁹, ist von erfrischender Offenheit. Die Beseitigung von offensichtlicher Überförderung, deren wettbewerbsverzerrende Wirkung im Inland, die Schließung der Gerechtigkeitslücke bei der Finanzierung der Erneuerbare-Energien-Förderung oder die Begrenzung der Treiberwirkung der Begünstigungen auf die Umlagehöhe – all das spielt keine erkennbare Rolle mehr. Die besondere Ausgleichsregelung, deren Umfang von ursprünglich 494 Wörtern (EEG 2003) über 991 (EEG 2012) auf mittlerweile 2388 Wörter (EEG 2014) angeschwollen ist, hat nunmehr endgültig den Rang einer vage konturierten, anlasslosen Unternehmensförderung erreicht. Wie sich die Modifizierung der besonderen Ausgleichsregelung auf die Höhe der EEG-Umlage konkret auswirken wird, ist in Anbetracht der hochkomplexen Ausnahmeregelungen kaum noch verlässlich zu bestimmen – ein Plus für polit-ökonomische Interessenmakler. Agora Energiewende geht jedenfalls von keinem spürbaren Entlastungseffekt aus.³⁰

28 So bereits E. Gawel, C. Klassert: Besondere Ausgleichsregelung im EEG: Quo vaderis?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63. Jg. (2013), H. 10, S. 29-34.
 29 Vgl. <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/23/Meldung/weg-frei-für-das-reformierte-eeeg.html>.
 30 Agora Energiewende: EEG-Umlage kann 2015 ..., a.a.O.

Darüber hinaus wurde für Neuanlagen das Eigenstromprivileg aufgehoben, das bislang Strom, der vom Erzeuger selbst verbraucht wurde, von der EEG-Umlage ausgenommen hat. Eigenversorger müssen nun die vollständige Umlage für selbstverbrauchten Strom zahlen. Für Strom aus Erneuerbare-Energien- und Kraftwärmekopplungsanlagen sind jedoch lediglich 40% der Umlage zu entrichten. Außerdem sind bei kleinen Anlagen mit einer Nennleistung von maximal 10 kW die ersten 10 MWh ebenfalls von der Umlage befreit. Unter Verteilungsgesichtspunkten ist die Belastung von Eigenstrom positiv zu bewerten. Insbesondere industrielle Stromkunden hätten andernfalls massive Anreize, aus dem Umlagefinanzierungssystem auszusteigen, indem sie sich eine eigene Stromversorgung aufbauen. Das würde zu einem zusätzlichen Anstieg der EEG-Umlage führen. Auch setzen hypertrophe Eigenverbrauchsprivilegien allokativ fragwürdige Anreize für eine insgesamt ineffiziente Stromversorgungsstruktur. Eine kritische Überprüfung der Begünstigungen ist daher sinnvoll.

Erreichung der Ziele der Energiewende?

Insgesamt wurden zwar vielfältige Maßnahmen ergriffen, um die Gesamthöhe der Förderkosten zu verringern und deren Verteilung neu zu gestalten. Die tatsächlich zu erwartenden Kosteneffekte werden aber zumindest kurzfristig sehr begrenzt ausfallen und die Fokussierung der Begünstigungsregelungen auf allokativ gerechtfertigte Fälle ist eher misslungen. Gleichzeitig hat sich die Komplexität des Fördermechanismus erheblich erhöht (allein die Zahl der EEG-Paragraphen stieg von 66 auf 104). Der bunte Mix aus Preis- und Mengenregelungen, Einspeisetarifen, Markt- und Flexibilitätsprämien sowie Ausschreibungen lässt eine Prognose des zukünftigen Erneuerbare-Energien-Ausbaus noch schwieriger erscheinen. Die Ausdifferenzierung der Regelungen erhöht auch die Gefahr, dass die Förderung in Zukunft noch stärker als bisher dem Einfluss der diversen Interessen von Bund und Ländern sowie privatwirtschaftlichen Akteuren unterliegt. Dass nationale Fördergesetze zudem von der EU-Kommission über den Vorwand der Beihilfekontrolle massiv im Verhandlungswege mitformuliert werden, kann ebenfalls nur verstören.

Vielfach wurde vor diesem Hintergrund insbesondere von Interessenvertretern der erneuerbaren Energien die Sorge geäußert, dass durch die EEG-Reform die Erreichung der Ausbauziele gefährdet und die Energiewende unter Umständen sogar abgewürgt wird.³¹ Zwar wurde der Erneuer-

bare-Energien-Ausbaupfad über die neuen Zwischenzielformulierungen für 2025 und 2035 diskret gestreckt, und es wurden gewisse technologie- und kostenbezogene Akzente gesetzt, von einer Gefährdung der Strom-Energiewende kann jedoch ernstlich keine Rede sein. Sie wird künftig ein anderes Gesicht erhalten, was aber durchaus ökonomisch (und ökologisch) nachvollziehbaren politischen Schwerpunktsetzungen entspringt. Dies betrifft die künftig begrenzte Rolle der Biomasse (Wirtschaftlichkeitsdefizite, Nachhaltigkeitsprobleme) ebenso wie die Möglichkeit des Marktaustritts kleinerer Einheiten, die im Interesse einer effizienten Stromversorgung nicht dauerhaft außerhalb der Marktgesetze platziert werden können. Die Neujustierung der technologiespezifischen Fördersätze senkt Mitnahmeeffekte und priorisiert günstige Technologien, reduziert so aber noch nicht notwendigerweise künftig erwünschte Investitionsanreize: Die atmenden Deckel wurden im politischen Prozess so aufgeweicht, dass sie kaum bindende Wirkung entfalten werden. Zudem bedeutet die Erreichung des Deckels eben keinen Ausbaustopp, sondern lediglich ein Absenkung der Vergütung. Im Gegenzug wird diese aber auch erhöht, wenn der Korridor nicht erreicht wird. Die Zielkorrektur bei Wind auf See entspricht ohnehin nur der tatsächlichen Entwicklung. Auch gewährleistet die gleitende Marktprämie in Zukunft weiterhin eine gewisse Mindestinvestitionssicherheit.³² Als durchaus kritisch könnte sich aber vor allem die deutliche Beschneidung der Förderung der Biomasseverstromung erweisen: Wenn in Zukunft Strom überwiegend aus (volatilen) erneuerbaren Energien erzeugt werden soll, bedarf es auch steuerbarer Biomassekraftwerke zum Ausgleich von Fluktuationen bei dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien.³³ Hier zeigt sich erneut, dass die betriebswirtschaftlichen Strom-Gestehungskosten allein noch kein zuverlässiges Bild von den relevanten Systemkosten bieten.

Die aktuelle EEG-Reform bedroht auch nicht notwendigerweise die „Energiewende von unten“. Diverse Ausnahmeregelungen, etwa bei der Direktvermarktungspflicht oder der Belastung des Eigenstromverbrauchs mit der EEG-Umlage, sorgen dafür, dass beispielsweise private Haushalte auch in Zukunft als kleine Stromerzeuger an der Energiewende partizipieren können. Derartige Bagatellgrenzen sollten auch berücksichtigt werden, wenn in Zukunft Erneuerbare-Energien-Vergütungen über Ausschreibungen festgelegt werden sollen. Produktionsbeiträge „kleiner Einheiten“ sind aber ökonomisch kein Selbstzweck, sondern müssen ihren Sonderstatus stets neu legitimieren, soweit dadurch Mehrkosten entstehen.

31 Siehe BUND: EEG-Reform bremst die Energiewende aus, http://www.bund.net/themen_und_projekte/klima_und_energie/energiewende/eeg_einigung/kommentar_zur_eeg_reform/; Deutsches Biomasseforschungszentrum: Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014, https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Presseinformationen/2014/Hintergrundpapier_Bioenergie_EEG.pdf.

32 E. Gawel, A. Purkus: Die Marktprämie im EEG 2012 ..., a.a.O.

33 N. Szarka et al.: A novel role for bioenergy: A flexible, demand-oriented power supply, in: Energy, 61. Jg. (2013), S. 18-26; D. Thrän et al., a.a.O.

Bedarfsgerechtere Erneuerbare-Energien-Erzeugung

Für die Erreichung der Ziele der Energiewende wird es notwendig sein, dass erneuerbare Energien in Zukunft einen größeren Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten. Der Ausbau und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen sich in Zukunft stärker als bisher an den zeitlichen und räumlichen Bedarfen orientieren. Die Marktprämie setzt hier bislang nur unzureichende Anreize für eine stärkere Systemintegration der erneuerbaren Energien, insbesondere bei positiven Börsenstrompreisen.³⁴ Bei fluktuierenden erneuerbaren Energien reizt sie im Wesentlichen eine Abregelung an, wenn Angebotsüberhänge zu negativen Strompreisen führen. Zudem sind die Anreize der Marktprämie zu gering, um Änderungen nicht nur beim Betrieb, sondern auch bei der Auslegung der Anlagen anzuregen,³⁵ wie etwa Schwachwindanlagen oder nach Osten und Westen ausgerichtete Photovoltaik-Anlagen, die weniger Ertrag bringen, aber gegebenenfalls zu Zeiten mit größerem Strombedarf (und besseren Preisen) einspeisen könnten. Beim Biomassestrom werden in Kombination mit der Flexibilitätsprämie grundsätzlich Anreize für eine Optimierung des Marktwerts von Strom gesetzt; die Umstellung von Bestandsanlagen erfordert jedoch Zeit, während die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen aufgrund der Fördereinschnitte für regelbaren Biomassestrom bezweifelt wird.³⁶ Vor dem Hintergrund dieser Kürzungen ist zudem unklar, ob die auch im EEG 2014 vorgesehene, leicht modifizierte Flexibilitätsprämie überhaupt ihre Wirkung entfalten kann.

Zusätzlich sollte die räumliche Bedarfsorientierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen verbessert werden – etwa indem sie (1) näher an Lastzentren rücken und damit Netzengpässe überbrückt werden und (2) gleichmäßiger im Raum verteilt werden, um wetterbedingte regionale Unterschiede im Erneuerbare-Energien-Dargebot besser zum Ausgleich von Volatilitäten nutzen zu können.³⁷ Mit der EEG-Reform 2014 wurden hier lediglich leichte Modifizierungen vorgenommen. So wurde der mengenmäßige Ausbau von Windkraftanlagen an Land gegenüber Offshore-Anlagen relativ gesehen bei den Zielpfaden gestärkt. Zudem wurde das für Windkraft an Land geltende Referenzertragsmodell derart angepasst, dass Anlagen im ertragsschwächeren Binnenland – trotz genereller Absenkung – im Verhältnis zu Küstenstandorten verhältnismäßig stärker gefördert werden (vgl. Abbildung 3). Das

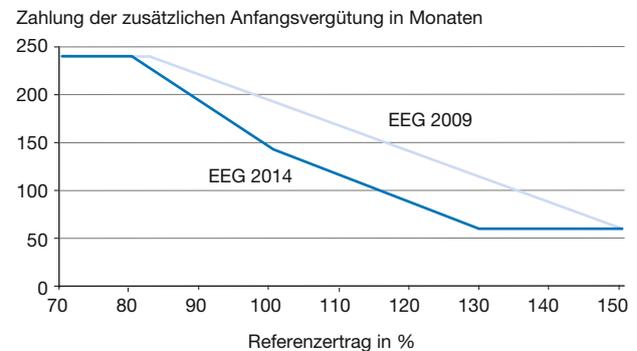
34 Vgl. dazu auch A. Purkus et al.: Der Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration erneuerbarer Energien – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der Weiterentwicklung, im Erscheinen.

35 E. Gawel, A. Purkus: Die Marktprämie im EEG 2012 ..., a.a.O.

36 D. Thrän et al., a.a.O.

37 Agora Energiewende: Kostens optimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Berlin 2013.

Abbildung 3
Vergleich Referenzertragsmodell nach EEG 2009 und EEG 2014



Quelle: eigene Darstellung.

Referenzertragsmodell regelt, dass Anlagen an weniger windhöffigen Standorten für einen längeren Zeitraum von einer erhöhten Anfangsvergütung profitieren. Im Sinne der Bedarfsorientierung könnten Anreize zur Verschiebung von Erneuerbare-Energien-Anlagen von Nord- nach Süddeutschland jedoch noch verstärkt werden. Konterkariert werden derartige Bemühungen jedoch durch die ebenfalls im Zuge der Gesetzesreformen vorgenommenen Anpassungen im Baugesetzbuch. Zukünftig können die Bundesländer individuell Einschränkungen der Außenbereichsprivilegierung der Windenergie beschließen (Länderöffnungsklausel). So bemühen sich Bayern und Sachsen beispielsweise bereits um eine Verschärfung der Abstandsregelung für Windkraftanlagen.³⁸

Umwelt- und sozialverträglicherer Ausbau

Die ökologischen und sozialen Folgen des Erneuerbare-Energien-Ausbaus wurden mit dem EEG 2014 kaum adressiert. Dennoch gibt es zumindest entsprechende Nebeneffekte der Reform: So kann eine stärkere Förderung von Windkraft im Binnenland unter Umständen zu einer Verschärfung von ökologischen und sozialen Landnutzungskonflikten führen, etwa weil Anlagen vermehrt in dichter besiedelten Gebieten gebaut werden. Derartige Entwicklungen würden freilich eingeschränkt durch die Bestrebungen einiger Bundesländer, den Ausbau von erneuerbaren Energien eher einzudämmen.

38 Das Baugesetzbuch räumt den Ländern nun im Rahmen einer Öffnungsklausel die Befugnis ein, den Privilegierungstatbestand für Windenergie von der Einhaltung höhenbezogener Abstandsregelungen abhängig zu machen. Für eine kritische Diskussion dieser Regelung siehe V. Fülbiert et al.: Die Länderöffnungsklausel im BauGB und ihre Umsetzung in Bayern, Würzburger Berichte zum Umweltenergie-recht, Nr. 8 vom 29.7.2014.

Umgekehrt führen die Einschnitte bei der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse dazu, dass der Druck auf landwirtschaftliche Flächen durch den Anbau von Energiepflanzen abnehmen wird. Prinzipiell hätte es jedoch auch Optionen jenseits der Reduktion von Fördersätzen gegeben, um den Anbau von Biomasse umweltverträglicher zu gestalten, etwa durch Nachhaltigkeitszertifizierungen.³⁹ Darüber hinaus ist unter Klimaschutzgesichtspunkten eine einseitige Ausrichtung der Förderung an Flexibilisierungsanforderungen kritisch zu sehen – hohe Treibhausgasminderungen durch Biogasstrom sind insbesondere in Kraft-Wärme-Kopplung zu erzielen,⁴⁰ für die das EEG 2014 jedoch keine gesonderten Anreize mehr enthält.⁴¹ Volkswirtschaftlich spielen letztlich alle Kosten – betriebswirtschaftliche Gestehungskosten, Systemkosten und externe Kosten – eine Rolle für die optimale Ausgestaltung der Strom-Energiewende.

Ausblick

Die mit großen Ambitionen gestartete Reform des EEG kann letztlich nur einen sehr begrenzten Beitrag dazu leisten, die mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen zu bewältigen. Insgesamt entsteht der Eindruck, dass an vielen Stellen Symbolpolitik betrieben⁴² und die (widersprüchlichen) Interessen ausgewählter Akteursgruppen bedient wurden. So ändert die Reform zumindest kurzfristig wenig an der Gesamthöhe der Förderkosten; die Industrieprivilegien werden nicht nennenswert zurückgefahren und schon gar nicht auf echte Fälle gefährdeter Wettbewerbsfähigkeit begrenzt. Beides – Höhe der Förderausgaben und ihre gerechtere Verteilung – waren eigentlich die Hauptziele der Anpassung. Von einer „grundlegenden Reform“ kann ohnehin keine Rede sein; das EEG wird lediglich abermals weiterentwickelt und da-

bei nochmals komplizierter. Grundsätzlich kann der nun vorgesehene stärkere Einsatz von marktlichen Elementen, wie Prämien und Ausschreibungen, zwar helfen, die Förderkosten mittel- und langfristig zu senken. Entscheidend für die Gesamtbeurteilung ist dabei aber, wie sich die Details der Regelungen auf Transaktionskosten, Investitionsrisiken und die Beteiligung neuer Marktakteure auswirken. Erneuerbare-Energien-Strom statt über Übertragungsnetzbetreiber nunmehr über private Direktvermarkter an der Strombörse vermarkten zu lassen, bringt für sich genommen noch fast nichts ein. Ungenügend adressiert wurden insbesondere die Fragen, wie der Ausbau erneuerbarer Energien in Zukunft bedarfs-, umwelt- und sozialgerechter organisiert werden kann. An diesen Stellen müssen zukünftige Reformen des EEG und des Strommarktdesigns ansetzen.

Für die Weiterentwicklung der Energiewendepolitik wird es zudem entscheidend sein, dass das Hauptaugenmerk der Reformbemühungen nicht allein auf dem EEG liegt. Um die Herausforderungen zu bewältigen, die mit dem Umbau der Stromversorgung von fossil-nuklearen zu erneuerbaren Energieträgern einhergehen, wird aller Voraussicht nach ein Instrumentenmix notwendig sein, der eine sorgfältige Abstimmung erfordert – etwa mit den Förderanreizen bei der Stromsteuer⁴³ oder anderen Umlagebefreiungen; der Emissionshandel muss dabei deutlich gestärkt werden. Gegebenenfalls muss eine Reform des gegenwärtigen Strommarktdesigns in Angriff genommen werden. Die diversen Komponenten im Stromsystem – Erzeugung, Übertragungs- und Verteilnetze, Speicher und Nachfrage – müssen besser aufeinander abgestimmt werden. Bei Reformen sollten zudem auch die Sektoren Wärme und Verkehr sowie andere relevante Politikbereiche, wie etwa die Raumplanung und die Bund-Länder-Koordination, mitgedacht werden. Insgesamt sollte die Koordination dabei nicht nur auf nationaler, sondern, soweit dies sinnvoll ist,⁴⁴ auch auf europäischer Ebene erfolgen.

39 D. Thrän et al., a.a.O.

40 Etwa M. Sterner, U. Fritsche: Greenhouse gas balances and mitigation costs of 70 modern Germany-focused and 4 traditional biomass pathways including land-use change effects, in: Biomass and Bioenergy, 35. Jg. (2012), H. 12, S. 4797-4814.

41 Anlagen mit hohen Wärmenutzungsgraden und langfristigen Wärmelieferverträgen können nur in geringem Umfang die Stromeinspeisung flexibilisieren.

42 So etwa die kaum wirklich restringierenden neuen technologiespezifischen Ausbaukorridore oder die Umbenennung des Gesetzes, das anstelle des bisherigen „Vorrangs“ erneuerbarer Energien nunmehr lediglich deren „Ausbau“ regeln möchte.

43 Siehe hierzu E. Gawel, A. Purkus: Zur Rolle von Energie- und Strombesteuerung im Kontext der Energiewende, erscheint demnächst.

44 Eine umfassende „Europäisierung“ ist weder rechtlich oder politisch machbar noch ökonomisch sinnvoll – vgl. E. Gawel, S. Strunz, P. Lehmann: Wie viel Europa braucht die Energiewende?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 38. Jg. (2014), online first, DOI: s12398-014-0136-x.

Title: *Support for Renewable Energy in Germany After the 2014 Renewable Energy Sources Act*

Abstract: *After fierce public and political debates, an amendment to Germany's Renewable Energy Sources Act took effect on 1 August. This article provides an assessment of the revisions made: What is the impact of the amendment on the future progress of the German energy transition? Does it provide for a significant reduction and fairer distribution of the costs associated with support for renewables? Does it appropriately address the fundamental challenges associated with the market and system integration of renewable energy sources?*

JEL Classification: H23, Q42, Q48