

Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG

Von Jochen Diekmann, Claudia Kemfert, Karsten Neuhoff, Wolf-Peter Schill und Thure Traber

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als wirkungsvolles Instrument zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien erwiesen und ist in seiner Grundstruktur von einer großen Anzahl anderer Länder übernommen worden. Beim EEG besteht die Förderung insbesondere aus einer garantierten festen Vergütung beziehungsweise seit 2012 aus einer optionalen Marktprämie, die nahezu äquivalent zur Festvergütung ist. Als Alternative zum Fördermodell des EEG wird ein Quotenmodell diskutiert, bei dem die Stromlieferanten zu einem bestimmten Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtet werden. Der Umstieg auf ein solches Fördermodell stellt jedoch keine Lösung für die derzeit diskutierten Probleme dar, die zu einem großen Teil außerhalb des EEG anzusiedeln sind, beispielsweise im Bereich der Netzregulierung, des Strommarktdesigns und der Innovationsförderung. Vielmehr würden mit der Einführung eines Quotenmodells das Investitionsrisiko und somit die letztlich vom Endkunden zu tragenden Förderkosten steigen. Aufgrund mangelnder Differenzierung nach Technologiebereichen wäre die Einführung eines Quotensystems zudem mit der Gefahr verbunden, dass die langfristigen Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien nicht erreicht werden und die Belastungen für die Stromverbraucher nicht sinken, sondern sich zusätzlich erhöhen. Ein grundlegender Wechsel des Fördersystems ist daher nicht zu empfehlen. Vielmehr sollten die Anstrengungen zur Weiterentwicklung des bisherigen Fördermodells in Richtung auf Kostensenkung und Systemintegration intensiviert werden.

Die Bundesregierung hat konkrete mittel- und langfristige Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich formuliert. Bis zum Jahr 2020 sollen mindestens 35 Prozent, bis 2050 mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Im Vergleich zu konventionellen Stromerzeugungstechnologien weisen die meisten erneuerbaren Technologien derzeit noch höhere Vollkosten auf.¹ Zur Erreichung der Ausbauziele ist daher eine finanzielle Förderung notwendig. Es können verschiedene Fördermodelle eingesetzt werden, die auf unterschiedliche Weise und in unterschiedlichem Umfang Marktmechanismen verwenden. Während Einspeisetarife und Prämien am Preis ansetzen, stellen Quoten mit handelbaren grünen Zertifikaten und Ausschreibungen mengenorientierte Modelle dar. Flankierend werden in einigen Ländern auch günstige Darlehen, Steuererleichterungen oder Investitionszuschüsse gewährt. In den meisten europäischen Ländern besteht das Hauptförderinstrument mittlerweile wie in Deutschland aus Einspeisetarifen und/oder Prämien (Tabelle).

Ein typisches Quotensystem besteht aus einer Quotenverpflichtung der Stromlieferanten in Bezug auf erneuerbaren Strom und handelbare grüne Zertifikate.² Die vorgegebene Quote kann im Zeitablauf zunehmen. Der Anlagenbetreiber vermarktet den Strom und die Zertifikate selbst und erhält als Erlös einen Strompreis und einen Zertifikatspreis. Bei einer einheitlichen Quote gilt für alle erneuerbaren Energiequellen ein einheitlicher Zertifikatspreis. Die zusätzlichen Kos-

¹ Darüber hinaus sind erneuerbare im Vergleich zu konventionellen Energiequellen von einer anderen Kostenstruktur geprägt: Sie weisen zumeist hohe Investitions-, aber sehr geringe variable Kosten auf.

² Frontier economics, energie-nederland (2011): Study on market design for a renewable quota scheme. A final report prepared for Energie Nederland. Mai 2011; Haucap, J., Kühling, J. (2012): Wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten über die „Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ erstellt unter Mitwirkung von Carolin Klein, Regensburg, im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. 10. September 2012.

Tabelle

Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa

	Einspeisevergütungen	Prämien	Quotenverpflichtungen	Investitionszuschüsse	Steuerliche und sonstige Anreize ¹
Belgien	x		x	x	x
Bulgarien	x				x
Dänemark		x			
Deutschland	x	x ²			x
Estland	x	x			x
Finnland				x	x
Frankreich	x				
Griechenland	x			x	x
Großbritannien	x		x		x
Irland	x				
Italien	x		x		
Lettland	x			x	x
Litauen	x			x	
Luxemburg	x			x	
Malta	x			x	x
Niederlande		x			x
Österreich	x				
Polen			x		x
Portugal	x				
Rumänien			x		
Schweden			x		x
Slowakei	x				x
Slowenien	x	x			x
Spanien	x	x			x
Tschechien	x	x		x	
Ungarn	x			x	
Zypern	x			x	

1 Zum Beispiel Steuererleichterungen oder zinsgünstige Darlehen.

2 Optionales Prämienmodell ab 2012.

Quelle: Europäische Kommission (2011): Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020 KOM(2011) 31 endgültig. Brüssel, den 31.1.2011.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in den meisten europäischen Ländern durch Einspeisevergütungen gefördert.

ten werden auf die Stromverbraucher überwältzt. Zur Durchsetzung der Quote wird eine Strafe bei Nicht-Erfüllung vorgegeben.

Bei statischer Betrachtung und Vernachlässigung von Unsicherheit kann ein Quotensystem wirksam und effizient sein, ein vorgegebenes Mengenziel also mit minimalen Kosten erreichen. Deshalb wird es von vielen Ökonomen und einigen Wirtschaftsverbänden als Fördermodell präferiert. Die tatsächliche Wirksamkeit und Effizienz hängen allerdings stark von realen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, der konkreten Ausgestaltung und der Funktionsfähigkeit un-

terschiedlicher Märkte ab.³ Insbesondere unter dynamischen Aspekten der Markt-, Technologie- und Kostenentwicklung sowie unter Berücksichtigung von Risiken, Transaktionskosten und der praktischen Durchführbarkeit bietet ein Quotensystem gegenüber preisorientierten Modellen keine überzeugenden Vorteile.⁴

Differenzierung der Förderung notwendig

Grundsätzlich können sowohl preis- als auch mengenorientierte Fördermodelle mit oder ohne Technologie-differenzierung ausgestaltet werden.⁵ In Quotenmodellen ist jedoch nur eine vergleichsweise grobe Differenzierung möglich.⁶ Außerdem wird von vielen Verfechtern eines Quotenmodells gerade die „Technologieneutralität“ der Förderung als ein grundlegender Vorteil angesehen.

Eine differenzierte Förderung ist erforderlich, wenn Impulse für eine breite Palette von unterschiedlichen Technikanwendungen gegeben werden sollen. Dies ist dann vorteilhaft, wenn die mittel- und langfristigen Ziele aufgrund beschränkter Erzeugungspotentiale oder unvorteilhafter Erzeugungseigenschaften nicht allein durch die derzeit billigste Technologie (zum Beispiel Windkraftnutzung an Land unter den derzeitigen Bedingungen in Deutschland) erreicht werden können. Im Rahmen einer Differenzierung sollen gerade auch solche Techniken einbezogen werden, die bisher zwar noch relativ teuer sind, die aber noch große Kostensenkungs- und Anwendungspotentiale aufweisen. Dies gilt zum Beispiel für Solarstromanlagen (Photovoltaik), deren Kosten mittlerweile bereits drastisch gefallen sind, und für Windkraftanlagen auf See (off-shore), die sich in Deutschland noch in der Einführungsphase befinden. Durch eine Differenzierung der Förderung lassen sich Mitnahmeeffekte bei ausgereiften Techniken beziehungsweise an besonders günstigen Standorten vermindern. Unnötig hohe Gewinne (Produzentenrenten) als Folge der Förderung können so vermieden werden. Dadurch können letztlich auch die finanziellen Belastungen der Stromverbraucher wesentlich verringert werden. Von einem Fördersystem ohne Differen-

3 Diekmann, J., Kemfert, C. (2005): Erneuerbare Energien: Weitere Förderung aus Klimaschutzgründen unverzichtbar. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 29/2005.

4 Diekmann, J. (2008): Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt. In: DIW, DLR, ZSW, IZES (2008): Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Februar 2008.

5 Es kann nach Energiequellen (zum Beispiel Wind, Sonne, Biomasse), Einsatzbereichen (zum Beispiel on-shore, off-shore) oder Anlagengröße (zum Beispiel elektrische Leistung) differenziert werden.

6 Eine Differenzierungsform ist das Banding. Ofgem (2012): Renewables Obligation. Annual Report 2010-11.

zierungen profitieren hingegen vor allem Technologien wie die Windenergienutzung an Land, die bereits ausgereift und deshalb gegenwärtig relativ kostengünstig sind, aber nur noch relativ geringe Innovationspotentiale aufweisen. Damit ist die Gefahr eines technologischen Lock-in verbunden, der die langfristige Erreichung ambitionierter Ziele erheblich erschweren kann.

Kritik am EEG teilweise berechtigt, aber Quotenmodell würde keine Verbesserung bringen

In der aktuellen Debatte werden drei Aspekte des bestehenden EEG besonders kritisiert.⁷ Zum einen wird beanstandet, das EEG steuere weder den Zeitablauf des Ausbaus erneuerbarer Energien, noch setze es (abgesehen von Photovoltaik)⁸ Mengengrenzen. Zum anderen wird kritisiert, dass der starke Ausbau von Technologien mit vergleichsweise hohen Vergütungssätzen (Photovoltaik) in den vergangenen Jahren die Kosten deutlich erhöht habe. Des Weiteren gebe das EEG zu geringe Anreize zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien. Im Folgenden wird diskutiert, inwiefern die genannten Probleme durch Anpassungen des EEG vermindert werden könnten und ob der Wechsel zu einem Quotensystem diesbezüglich entscheidende Verbesserungen bewirken könnte.

Unzureichende Mengensteuerung

Eine indirekte Mengensteuerung kann durch eine häufige Anpassung der Fördersätze in das EEG integriert werden. So werden ab November 2012 die Vergütungssätze für neue Solaranlagen alle drei Monate automatisch angepasst, sodass sie bei starkem Kapazitätszuwachs schneller fallen, und damit der Ausbau gebremst wird.⁹ Ein Quotensystem führt unter Lehrbuchannahmen zwar exakt zum vorgegebenen Mengenziel. In der Praxis wird die Quote jedoch – auch aufgrund von zu niedrigen Strafzahlungen – regelmäßig verfehlt.¹⁰ Außerdem kann auch in einem Quotensystem der Kapazitätsausbau in Teilbereichen unstetig verlaufen.

⁷ RWI (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, August 2012; sowie Haucap, J., Kühling, J. (2012), a. a. O.

⁸ Bei der letzten Änderung des EEG durch die sogenannte PV-Novelle (rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft getreten) wurde ein Gesamtausbauziel für die EEG-geförderte Photovoltaikleistung in Deutschland in Höhe von 52 Gigawatt festgelegt.

⁹ Bei konsequenter Anwendung können definierte Ausbaukorridore erreicht werden („atmender Deckel“), Grau, T. (2012): Zielgerichtete Solarstromförderung erfordert häufige und flexible Anpassungen. DIW Wochenbericht Nr. 12/2012.

¹⁰ Zum Beispiel in Großbritannien, vgl. Ofgem (2012), a. a. O.

Hohe Förderungskosten

Die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien sind unter anderem wegen des schneller als geplanten Ausbaus einiger erneuerbarer Technologien stärker gestiegen als prognostiziert. Um solche Effekte in Zukunft zu reduzieren, wurden im EEG automatische Anpassungen der Vergütungssätze eingebaut.¹¹

Wenn nur die aktuell günstigsten Technologien gefördert würden, ließen sich Zusatzkosten derzeit noch teurer Technologien – unter idealisierten Annahmen – kurzfristig vermeiden. In der Folge würden aber die ambitionierten mittel- und längerfristigen Ziele der Bundesregierung für erneuerbare Energien und damit auch die Klimaziele nicht erreicht. Vor einem solchen Hintergrund wurde das Quotenmodell in Großbritannien bereits seit 2009 durch ein Banding ergänzt. Dadurch erhält zum Beispiel Off-shore-Windkraft den doppelten Zertifikatewert. Erhöhte Förderkosten für derzeit noch relativ teure Technologien sind insofern nicht Folge eines bestimmten Fördermechanismus, sondern ergeben sich daraus, dass ein Technologieportfolio gefördert werden soll, mit dem sich ambitionierte mittel- und längerfristige Ziele des Ausbaus erneuerbarer Energien und des Klimaschutzes erreichen lassen.

Geringe Anreize zur Markt- und Systemintegration

Die Systemintegration erneuerbarer Energien hängt entscheidend von der Ausgestaltung der einzelnen Segmente des Strommarktes (Day-Ahead-, Intraday- und Regelleistungsmärkte) sowie des Engpassmanagements ab. Hier sind gegenwärtig im Rahmen der Umsetzung des Dritten Binnenmarktpaketes der EU-Kommission erste Verbesserungen in Sicht, es besteht jedoch noch weiteres Verbesserungspotential.¹² Das Hauptziel besteht darin, wettbewerbliche Strommärkte zu schaffen, die kleinen und großen Anbietern gleiche Chancen bieten. Für die effektive Systemintegration von Photovoltaik und Windenergie ist außerdem die Zusammenführung von Prognosen der Produktionsmengen für alle Anlagen mit den erwarteten Unsicherheiten bei den Netzbetreibern entscheidend. So kann die Vorhaltung von Regelenergie kurzfristig angepasst werden, unter Berücksichti-

¹¹ Das Installationsvolumen ist bei der Photovoltaik in den letzten Jahren höher ausgefallen als beabsichtigt, da die Preise von PV-Modulen weitaus schneller als prognostiziert gefallen sind. Die aktuelle Steigerung der EEG-Umlage für nicht privilegierte Letztverbraucher hat jedoch vielfältige Ursachen, unter anderem unerwartet niedrige CO₂-Preise, die zu geringeren Großhandelspreisen beigetragen haben, sowie erweiterte Ausnahmeregelungen für stromintensive Industriekunden.

¹² Neuhoff, K. (2011): Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 20/2011.

gung der Flexibilität, die bei der Steuerung von Wind- und Solarenergie zur Verfügung steht.¹³ Abgesehen von den genannten Aspekten des Systembetriebs und der Marktgestaltung ist zur Systemintegration erneuerbarer Energien eine marktpreisorientierte Fahrweise erneuerbarer Stromerzeuger erforderlich. Dies kann – zumindest bei regelbaren Anlagen zum Beispiel zur Biomassenutzung – sowohl durch ein Prämienmodell als auch durch ein Quotensystem erreicht werden. Die Kombination eines Prämienmodells mit einer leistungs- statt energiebezogenen Förderkomponente kann für Energiequellen wie Biogas zusätzliche Anreize für eine Anlagenauslegung und Fahrweise schaffen, die sich besser an den Erfordernissen des Stromsystems orientiert.¹⁴ Letztendlich bieten aber weder das derzeitige EEG noch das diskutierte Quotenmodell für erneuerbare Energiequellen genügend Anreize zur bedarfsgerechten Strom einspeisung.

Quotenmodell erhöht Investitionsrisiken

Ein entscheidender Vorteil des EEG gegenüber Quotenmodellen besteht in der Verminderung von Investitionsrisiken. Während Anlagenbetreiber künftige Erlöse im Rahmen eines Einspeisetarifs gut planen können, setzt ein Quotenmodell die Investoren sowohl dem Strompreisrisiko als auch dem Zertifikatspreisrisiko aus. Aus Sicht der Investoren ist die Planungssicherheit in einem Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten daher am geringsten. Ein Einspeisetarif führt insgesamt zu deutlich geringeren Finanzierungskosten für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien als ein Quotenmodell, was letztendlich die Förderkosten reduziert.¹⁵ Wenn bei einem Quotenmodell gleichwertige Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt werden sollen, müssen die Investoren letztlich für die höheren Risiken Kompensation erhalten, woraus sich wiederum Zusatzkosten für die Verbraucher ergeben.

Erfahrungen mit Quotensystemen nicht ermutigend

Die potentiellen Vorteile eines Quotenmodells könnten nur genutzt werden, wenn sowohl der Strommarkt als auch der Markt für grüne Zertifikate ausreichend funktionsfähig wären. Dies ist jedoch nicht gewährleistet. Insbesondere bestehen Zweifel, ob ein Markt für grüne Zertifikate die notwendigen Anreize zu langfristigen

Investitionen geben kann. Unter realen Bedingungen gewährleisten solche Märkte nicht die dynamische Effizienz, die für eine fundamentale Umstrukturierung der Energieversorgung erforderlich ist.

Die Europäische Kommission hatte zur Jahrhundertwende zunächst eindeutig ein Quotenmodell präferiert. Die bisherigen Erfahrungen in den Mitgliedstaaten haben allerdings gezeigt, dass Vergütungsregelungen in vielen Fällen wirksamer sind. In der Folge haben sich mehr und mehr Länder für Vergütungssysteme entschieden.¹⁶

Dies gilt insbesondere für Großbritannien. Das System der Renewable Obligation (RO) hat zwar die Nutzung erneuerbarer Energien vorangetrieben. Die Ausbauziele wurden mit der Quote aber immer wieder weit verfehlt. Anstatt die Quote zu erfüllen, wird von Unternehmen oft die Strafe bezahlt (*buy out*), sodass die Gesamtquote nicht erreicht wird. Die Förderwirkung konzentrierte sich dabei auf Low-cost-Technologien mit eingeschränkten Zukunftsperspektiven (*lock-in*). Die Langfristziele konnten so nicht erreicht werden. In Großbritannien erfolgte ein Rückzug aus dem reinen Quotenmodell in drei Schritten: 1) Einführung einer technologischen Differenzierung im Quotensystem (*banding*), 2) Einführung einer Festvergütung für kleine PV-Anlagen, 3) vollständiger Ersatz des Quotensystems für Neuanlagen ab 2017 durch ein System, das wie ein Festvergütungssystem funktioniert.¹⁷

Auch die Erfahrungen in Schweden sind nicht vorbildlich. Zwar konnte mit dem seit 2003 bestehenden Quotensystem die Nutzung erneuerbarer Energien weiter vorangetrieben werden. Dabei müssen aber beträchtliche Produzentenrenten in Kauf genommen werden.¹⁸ Zudem handelt es sich bei der zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energien zu großen Teilen um Biomasse, die in fossilen Kraftwerken mitverbrannt wird, was keine größeren Investitionen erfordert. Für die Anforderungen der deutschen Energiewende würden solche Impulse nicht ausreichen.

¹³ Johnston, A., Kavali, A., Neuhoﬀ, K. (2008): Take or Pay Contracts for Renewables Deployment. Energy Policy 36 (7), 2481-2503.

¹⁴ Das aktuelle EEG macht mit der Einführung einer Flexibilitätsprämie (§ 33 i) einen ersten Schritt in diese Richtung.

¹⁵ Butler, L., Neuhoﬀ, K. (2008): Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. Renewable Energy, 33 (8), 1854-1867.

¹⁶ Ragwitz, M. et al. (2007): Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market. OPTRES, ISI et al., Karlsruhe, Februar 2007. Jager, D. de et al. (2011): Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Wien EEG, Ernst & Young by order of: European Commission, DG Energy; Europäische Kommission (2011): Erneuerbare Energien: Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020. KOM(2011) 31 endgültig, Brüssel, den 31.1.2011, ec.europa.eu/energy/renewables/index_en.htm.

¹⁷ Ofgem (2012), a. a. O.

¹⁸ Bergek, A., Jacobsson, S. (2010): Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. Energy Policy 38, 1255-1271.

Die Erfahrungen in Schweden wie auch in Großbritannien zeigen, dass die hohen Preisrisiken zu einer Dominanz großer Stromerzeuger geführt haben, welche sich durch ein breites eigenes Erzeugungsportfolio intern absichern können. Hieraus können letztlich weitere Marktmachtprobleme insbesondere dann entstehen, wenn national beschränkte Quotenmodelle verwendet werden.¹⁹

In der aktuellen Diskussion wird über ein nationales Quotensystem hinaus auch ein europaweites Quotensystem gefordert. Dies ist nicht nur im Hinblick auf die oben diskutierten praktischen Probleme von Quotensystemen, sondern auch aus politischen Gründen derzeit keine wirkliche Option.²⁰ Der Beginn einer erneuten Diskussion über ein ungewisses EU-weites Quotensystem könnte hingegen Investoren verunsichern und somit die Energiewende verzögern. Unabhängig von der Frage des Fördermodells ist eine europäische Einigung auf verbindliche, ambitionierte Mengenziele, die über das Jahr 2020 weit hinausgehen müssten, erforderlich.

Aktuelle Studie zum Quotenmodell überschätzt Kostenvorteile

Trotz der genannten Entwicklungen in Europa und der schlechten Erfahrungen mit dem Quotensystem in Großbritannien wird in Deutschland aktuell wieder ein Systemwechsel zu einem Quotenmodell gefordert. Berechnungen des RWI zufolge könnten hierdurch beträchtliche Kosteneinsparungen erreicht werden.²¹ Dabei wird unterstellt, dass nur noch die Nutzung von Windenergie an Land gefördert wird. Würde man ausschließlich auf diese Energiequelle setzen, ließen sich die von der Bundesregierung angestrebten Anteile erneuerbarer Energien jedoch nicht erreichen. Außerdem ist die Annahme unberechtigt, dass die Grenzkosten von Windkraft an Land konstant blieben. Aufgrund der starken Konzentration auf diesen Bereich insbesondere an guten (Wind-)Standorten und der begrenzten technisch-ökonomischen Potentiale würden sich steigende Grenzkosten zeigen, die zugleich zu erheblichen Produzentenrenten (an günstigen Standorten) führen würden. Insofern kann die vom RWI erhoffte Kostensenkung nicht in dem berechneten Maße eintreten.

Zudem wäre eine solche Entwicklung energie- und technologiepolitisch höchst bedenklich. Die bisherigen Investitionen in Windkraftanlagen auf See müssten ab-

geschrieben werden. Das Potential der Photovoltaik würde, gerade nachdem erhebliche Kostensenkungen erreicht worden sind, in Deutschland brachliegen. Steuerbare Stromerzeugung aus Bioenergie könnte künftig nicht die notwendige Funktion einer Ausregelung der schwankenden Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen übernehmen. Die technologische Entwicklung im Bereich der meisten erneuerbaren Energien würde abrupt beendet. Vor diesem Hintergrund kann die Analyse des RWI nicht überzeugen. Während die Vorteile des Quotenmodells geringer sind als erhofft, werden die Nachteile dieses Modells unter den bestehenden Bedingungen und angesichts der politisch gewollten Ausbauziele weit unterschätzt.

Fazit und politische Empfehlungen

Um die Ausbauziele der Bundesregierung zu erfüllen, muss die erneuerbare Stromerzeugung auch weiterhin finanziell gefördert werden. Dabei hat sich das EEG bisher als ausgesprochen wirkungsvolles Instrument erwiesen. Neben einem kräftigen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung hat es über Lern- und Skaleneffekte zu starken Reduktionen der spezifischen Investitionskosten geführt. Kritiker bemängeln, dass das EEG keine Mengensteuerung vorsehe, hohe Zusatzkosten verursache, die als EEG-Umlage auf die Stromverbraucher überwältigt werden, und nur geringe Anreize für die Marktintegration und die Systemintegration fluktuierender Energietechnologien setze. Vor diesem Hintergrund wird als alternatives Fördersystem derzeit wieder ein Quotenmodell diskutiert.

Der Umstieg der Förderung auf ein Quotenmodell stellt jedoch keine überzeugende Lösung für die genannten Probleme dar. Unrealistische Annahmen, etwa niedrige Grenzkosten für Windkraft an Land (on-shore) auch im Fall, dass die Ausbauziele im Wesentlichen durch diese Energiequelle erreicht werden müssen, führen zu einer Unterschätzung der Kosten dieses Fördermodells. Vielmehr würden mit der Einführung eines Quotenmodells das Investitionsrisiko und somit die letztlich vom Endkunden getragenen Förderkosten steigen. Zudem wäre die Einführung eines Quotensystems mit der Gefahr verbunden, dass die langfristigen Ziele zur Nutzung erneuerbarer Energien nicht erreicht werden. Dies ergibt sich insbesondere aus dem Umstand, dass eine undifferenzierte Förderung letztlich nicht technologie-neutral ist, sondern zu einer Konzentration auf heutige Low-cost-Techniken führt, die unter Umständen nur begrenzte Zukunftspotentiale aufweisen. Eine solche Strategie ist für das langfristige Ausbauziel von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 nicht geeignet. Eine Technologiedifferenzierung ist notwendig, um die mittel- und langfristigen Ziele zu erreichen, die auch zur Erreichung der Emis-

¹⁹ Amundsen, E. S., Bergmann, L. (2012): Green Certificates and Market Power on the Nordic Power Market. *The Energy Journal* 33 (2), 101-117.

²⁰ Siehe auch Resch, G., Ragwitz, M. (2010): Quo(ta) vadis, Europe? A comparative assessment of two recent studies on the future development of renewable electricity support in Europe. www.resaping-res-policy.eu.

²¹ RWI (2012), a. a. O.

sionsreduktionsziele notwendig sind. Dadurch werden auch unnötige Produzentenrenten vermieden. Die notwendige Differenzierung lässt sich im Rahmen des EEG besser gestalten als im Rahmen eines Quotenmodells.

Vor diesem Hintergrund kann ein Systemwechsel vom EEG zu einem Quotensystem nicht empfohlen werden. Ein Systemwechsel könnte ohnehin nur Neuanlagen betreffen, während für bestehende Anlagen weiterhin die bisherigen EEG-Regeln gelten. Es ist auch zu beachten, dass die Förderung durch das EEG grundsätzlich degressiv ausgelegt ist und dass langfristig die Notwendigkeit der Förderung erneuerbarer Energien zugunsten allge-

meiner Instrumente wie dem Emissionshandel abnehmen sollte. Insofern stellt sich die Frage, ob das Großexperiment der Errichtung eines neuen Systems zum Beispiel im Jahr 2020 überhaupt noch zielführend sein könnte.

Statt ein neues Quotensystem zu entwickeln, sollte konsequenter als bisher geklärt werden, an welchen Stellen das bestehende Fördersystem im Sinn der Systemintegration erneuerbarer Energien verbessert werden kann und welche komplementären Entwicklungen im Strommarktdesign, der Netzregulierung und der Innovationsförderung notwendig sind, um die Energiewende kosteneffizient und nachhaltig umzusetzen.

Jochen Diekmann ist stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | jdiekmann@diw.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoff@diw.de

Wolf-Peter Schill ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | wpschill@diw.de

Thure Traber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ttraber@diw.de

RENEWABLE ENERGY: QUOTA MODEL NOT VIABLE ALTERNATIVE TO EEG

Abstract: The German Renewable Energy Sources Act (EEG) has proven to be an effective instrument in promoting electricity from renewable resources, and the same basic structure has been adopted by a large number of other countries. The support provided for in the EEG consists particularly of a guaranteed fixed feed-in tariff or, since 2012, an optional market premium which is almost identical to the fixed feed-in tariff. As an alternative to the EEG model, there is some discussion about a quota mechanism that would oblige energy companies to supply a certain percentage of their power from renewable energies. However, switching to a system of this type would not resolve the problems that are currently being debated which are mainly not directly related

to the EEG, for example, in the field of network regulation, electricity market design, and the promotion of innovation. Rather the introduction of a quota model would result in a higher investment risk and, in turn, an increase in promotion costs which are ultimately borne by the end user. Furthermore, due to a lack of differentiation between technology sectors, the introduction of a quota system would also be associated with the risk that the long-term goals for use of renewable energies would not be attained and electricity costs for consumers would not fall but rise further. Thus, a radical change in the support system is not recommended. It would make more sense to step up efforts to develop the current model with a focus on cost reduction and system integration.

JEL: Q42, Q48, Q58

Keywords: renewable energy, feed-in tariff, quota



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
79. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Dr. Martin Gornig
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Prof. Georg Weizsäcker, Ph.D.

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Nicole Walter

Redaktion

Renate Bogdanovic
Sebastian Kollmann
Dr. Richard Ochmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Dr. Dietmar Edler
Florian Mölders
Luke Haywood

Textdokumentation

Lana Stille

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
Nicole Walter
Tel. +49-30-89789-250
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent./min.
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.