

Gawel, Erik; Purkus, Alexandra

Working Paper

Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?

UFZ Discussion Paper, No. 12/2012

Provided in Cooperation with:

Helmholtz Centre for Environmental Research (UFZ)

Suggested Citation: Gawel, Erik; Purkus, Alexandra (2012) : Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, UFZ Discussion Paper, No. 12/2012, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ), Leipzig

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/62122>

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.

UFZ Diskussionspapiere

Departments Ökonomie und Bioenergie

12/2012

Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?

Erik Gawel und Alexandra Purkus

August 2012

Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?

Erik Gawel und Alexandra Purkus, Leipzig*

Zusammenfassung

Mit der steigenden Bedeutung erneuerbarer Energien im Stromsektor stellt sich zunehmend die Herausforderung ihrer Marktintegration, d. h. die Einbeziehung in den Steuerungs- und Vergütungsmechanismus des Strommarktes, sowie ihrer Systemintegration, d. h. die stärkere Einbindung in die Netzstabilisierung. Für eine effiziente und versorgungssichere Transformation des Energiesystems ist es notwendig, die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren verstärkt an kurz- wie langfristigen Marktsignalen auszurichten. Das EEG 2012 führte hierzu als zentrales Instrument das Marktprämienmodell ein, um Anlagenbetreiber stärker an den Markt heranzuführen, sowie um Anreize für eine bedarfsgerechtere Stromproduktion zu setzen. Bereits ein halbes Jahr nach der Einführung steht die Marktprämie jedoch in der Kritik, hohe Zusatzkosten ohne entsprechenden Mehrwert zu schaffen. Der vorliegende Artikel wertet erste empirische Erfahrungen aus und untersucht auf dieser Grundlage, inwieweit das Marktprämienmodell in seiner aktuellen Ausgestaltung zur Marktintegration und/oder zur Systemintegration beiträgt, und ob es grundsätzlich geeignet scheint, diese Ziele zu erreichen (Effektivität). Zudem wird diskutiert, welche Effizienzgewinne sich realisieren lassen, und welche Zusatzkosten der „Integrationsadministrierung“ dabei entstehen (Effizienz). Während die Marktintegration i. e. S. (Unterwerfung unter das allgemeine Marktpreisrisiko) gar nicht Ziel des Marktprämienmodells ist, konnte die Teilnahme an der Direktvermarktung signifikant gesteigert werden. Allerdings ergeben sich hohe Zusatzkosten und Mitnahmeeffekte, und der gesamtwirtschaftliche Nutzen einer graduellen Heranführung an den Markt ist zweifelhaft. Eine verbesserte Systemintegration wird über das Instrument zwar angesteuert, doch reichen die gesetzten Anreize für eine signifikante Flexibilisierung der Einspeisung vor allem im Fall fluktuierender Erneuerbarer nicht aus. Eine Fortführung des Modells in seiner jetzigen Ausgestaltung erscheint daher nicht empfehlenswert. Abschließend wird ein Ausblick auf mögliche Alternativlösungen gegeben.

Schlüsselwörter EEG, Effizienz, Erneuerbare Energien, Marktintegration, Marktprämie, Netzstabilität

* Prof. Dr. E. Gawel, stellv. Leiter Department Ökonomie, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, Leipzig, Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig; Dipl. oec., M. Sc. (Res) A. Purkus, Department Bioenergie, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, Leipzig. Kontakt: erik.gawel@ufz.de, alexandra.purkus@ufz.de

The Market Premium of the German Renewable Energy Sources Act 2012: Does it Really Contribute to both Market and System Integration of Renewables?

Abstract

With the share of renewable energies within the electricity sector rising, improving their market integration (i. e. inclusion in the steering and remuneration processes of the electricity market) and system integration (i. e. enhanced responsibility for grid stability) is of increasing importance. To transform the energy system efficiently while ensuring security of supply, it is necessary to increase the alignment of renewable electricity production with short- and long-term market signals. The German Renewable Energy Sources Act 2012 introduced the market premium to provide market experience to renewable plant operators and incentives for demand-oriented electricity production. Half a year after its introduction, the instrument is already being criticised as ineffective and expensive. Building on early experiences, this article examines whether the market premium in its current design improves market and/or system integration, and if it seems suitable in principle to contribute to these aims (effectiveness). Also, potential efficiency gains and additional costs of “administering integration” are discussed (efficiency). While market integration in a strict sense (i. e. exposing renewables to price risks) is not the purpose of the market premium, it has successfully increased participation in direct marketing. However, additional costs and windfall profits are high, and the benefits of gradually leading plant operators towards the market are questionable. Incentives for demand-oriented electricity production are established, but they prove insufficient particularly in the case of intermittent renewable energy sources. A continuation of the instrument in its current form therefore does not seem recommendable. To conclude, potential alternative solutions are presented.

Keywords: Efficiency, Grid Stability, Market Integration, Market Premium, Renewable Energies, Renewable Energy Sources Act (EEG)

1. Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien als Voraussetzungen einer effizienten und versorgungssicheren Transformation des Stromsektors

Aufbauend auf dem Energiekonzept 2010 der Bundesregierung (BMWi u. BMU 2010) setzt sich das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromversorgung bis 2020 auf mindestens 35% und bis 2050 auf mindestens 80% zu erhöhen, sowie „diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren“ (§ 2 EEG 2012). Erneuerbare Energien entwickeln sich damit von Nischentechnologien zur langfristig dominierenden Energieerzeugungsform im Stromsektor (Eclareon u. Öko-Institut 2012; Winkler u. Altmann 2012). Die Ablösung einer auf zentralen, großskaligen Grundlast-Kraftwerken basierenden Energieversorgungsstruktur durch einen Mix aus vorwiegend dezentral erzeugten erneuerbaren Energien, in dem fluktuierende Energiequellen wie Wind und Photovoltaik (PV) eine große Rolle spielen, ist allerdings mit beträchtlichen Herausforderungen für Effizienz und Versorgungssicherheit verbunden (BMU 2011; Neubarth 2011), die nur systemisch gelöst werden können: Neben der Substitution fossiler und nuklearer Energien müssen daher insbesondere komplementärfähige Kraftwerkskapazitäten, der Ausbau von Netzen und Speichern sowie Fortschritte bei Energieeffizienz und -einsparung zum Gelingen der Energiewende beitragen (BMWi u. BMU 2010). Sowohl für die Netzstabilität als auch für die ökonomische Effizienz des Gesamtsystems sind dabei wirksame kurz- wie langfristige Marktsignale an die Erzeugungsseite von entscheidender Bedeutung.

Bislang jedoch etabliert das Förderregime des EEG gerade einen außermärklichen Schutzbereich für bestimmte, auf der Basis aktueller Marktpreise noch nicht konkurrenzfähige Technologien. Dabei entkoppelt die für 20 Jahre garantierte, feste EEG-Einspeisevergütung EE-Produzenten einerseits von marktlichen Preissignalen, während der Einspeisevorrang andererseits die Wirksamkeit marktlicher Mengensignale suspendiert (Brandstätt et al. 2011; Wustlich u. Müller 2011). *Effizienz* im Energieträgermix setzt aber voraus, dass auch der Einsatz der Erneuerbaren perspektivisch an marktlichen Knappheitssignalen ausgerichtet wird und diese nicht dauerhaft durch staatlich administrierte Vergütungen außerhalb des Technologiewettbewerbs stehen. Hieraus ergibt sich die Herausforderung der *Marktintegration i. e. S.*, d. h. die Einbeziehung erneuerbarer Erzeugungstechnologien in den regulären Steuerungs- und Vergütungsprozess des Strommarktes über einen einheitlichen (zeitdurchschnittlichen) Gleichgewichts-Strompreis.

Die zusätzliche Anforderung der *Versorgungssicherheit* kann darüber hinaus nur bei kontinuierlicher Netzstabilität gewährleistet werden. In die Aufgabe, diese Netzstabilität durch kurzfristigen Ausgleich von Produktion und Bedarf zu gewährleisten, sind erneuerbare Technologien infolge des Netzzorrangs derzeit jedoch faktisch nicht eingebunden. Bedarfsabstrakte und zudem teilweise volatile Erzeugung (bei Sonnen- und Windstrom) führen bislang sogar zu zusätzlichen Belastungen der Netzstabilität, deren Sicherung dann von den übrigen Systemkomponenten übernommen werden muss. Dies wiederum setzt die Kosteneffizienz des Gesamtsystems nochmals herab. So lassen sich im Zuge des Bedeutungszuwachses der EE im Trägermix eine Zunahme von regionalen Netzengpässen und Spannungsschwankungen feststellen, die kurzfristige Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Bewahrung der Systemstabilität nötig machen (§ 11 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG; dazu Brandstätt et al. 2011; Borggreve u. Nüßler 2009; TenneT 2012; 50Hertz 2012). Zudem kann eine hohe Windeinspeisung in Zeiten niedriger Nachfrage zu negativen Preisspitzen an der Strombörse führen, welche mit signifikanten volkswirtschaftlichen Zusatzkosten einhergehen können (Brandstätt et al. 2011; Andor et al. 2010; Nicolosi 2010).¹ Mit zunehmender Bedeutung der Erneuerbaren stellt sich daher die weitere Herausforderung der *Systemintegration*, d. h. auch die EE sind stärker in die

¹ Um das Auftreten negativer Preisspitzen zu begrenzen, wurde 2010 in der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung die Möglichkeit zur Preislimitierung in Ausnahmefällen geschaffen (§ 8 AusglMechAV). Die Gültigkeit der Regelung ist bis zum 28. Februar 2013 begrenzt.

Netzstabilisierung einzubinden und müssen in höherem Maße Systemdienstleistungen erbringen (Consentec et al. 2011; Neubarth 2011), also bedarfsgerecht einspeisen bzw. kurzfristig volatile Preissignale je nach Knappheit verarbeiten.

Eine Stärkung der Systemintegration erneuerbarer Energien erfordert eine Optimierung des „Zusammenspiels von konventionellen und erneuerbaren Energien sowie Netzen, Speichern und Stromverbrauch“ (BMU 2011, S. 10). Grundsätzlich lässt sich diese Herausforderung auf sehr verschiedenen Wegen lösen, z. B. durch smart grids, den Ausbau von Speichern, bedarfsgerechte Produktion oder Verbrauchssenkung (Neubarth 2011). Langfristig ist aber der Austritt der EE aus dem o. g. marktfreien Schutzbereich und der Eintritt in die Sphäre unmittelbarer Marktsteuerung auch in einem optimierten Gesamtsystem alternativlos. Hierbei stellt freilich der institutionelle Übergang von dem gegenwärtigen administrierten Festpreissystem mit Netzvorrang (Markteinführungsregime) zu einem systemintegrierten Marktpreisregime eine zentrale Herausforderung dar. Im Rahmen der EEG-Novellierungen wurden (und werden nach wie vor) verschiedene Optionen diskutiert, um eine derartige Markt- und Systemintegration durch die Etablierung eines Übergangsregimes voranzutreiben (Abschnitt 2).

Übergreifend steht dabei die Vorstellung eines spezifischen Übergangspfades Pate, bei dem das alte Markteinführungsregime weiterhin vollumfänglich bestehen bleibt, weil noch keine Netzparität der EE erreicht ist, jedoch durch Bemühungen um optionale, d. h. parallele „Integrationskomponenten“ ergänzt wird. Dementsprechend wird vorerst kein grundsätzlicher Systemwechsel verfolgt, sondern es werden Parallelstrukturen etabliert mit dem Ziel eines gleitenden Überganges und der Vorbereitung eines späteren vollständigen Systemwechsels. Als konkretes Instrument führte das EEG 2012 hierzu das Marktprämienmodell (MPM) als neue Option der Direktvermarktung ein (§ 33g EEG 2012; dazu Breuer 2012; Lehnert 2012; Naumann u. Hahn 2012; Valentin 2012; Wustlich u. Müller 2011), das im Falle von Biogasanlagen durch die Flexibilitätsprämie ergänzt werden kann (§ 33i EEG 2012).

Ein halbes Jahr nach seiner Einführung steht das MPM jedoch bereits in der Kritik, lediglich die Kosten der EEG-Umlage zu erhöhen, ohne jedoch das Ziel einer verbesserten Markt- und Systemintegration wirksam zu erreichen (vgl. dazu Fichtner 2012a; Fichtner 2012b; BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 2012; IZES 2012). Der vorliegende Artikel widmet sich daher der Frage, ob und inwieweit das MPM in seiner aktuellen Ausgestaltung zur Marktintegration und/oder zur Systemintegration beiträgt, und ob das Instrument grundsätzlich geeignet scheint, diese Ziele zu erreichen (Effektivität). Zudem wird diskutiert, welche Effizienzgewinne sich durch das MPM realisieren lassen, und welche Zusatzkosten der „Integrationsadministrierung“ dabei entstehen (Effizienz). Abschließend wird ein Ausblick auf mögliche Alternativlösungen gegeben.

2. Förderung von Markt- und Systemintegration im EEG 2012

2.1 Die Ausgestaltung des Marktprämienmodells im EEG 2012

Zur Verbesserung der Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien wurde im Rahmen der letzten EEG-Novellierung ein Maßnahmenpaket etabliert, in dessen Zentrum das Marktprämienmodell steht (Bundesregierung 2011). Weitere Bestandteile, die sowohl innerhalb als auch außerhalb des EEGs verortet sind, sind in Tab. 1 zusammengefasst; diese werden durch Maßnahmen zur Verbesserung der Netzintegration ergänzt, etwa bezüglich des Einspeisemanagements durch Übertragungsnetzbetreiber zur Bewahrung der Systemstabilität oder des Netzausbaus (vgl. Bundesregierung 2011, S. 11 f.).

Tab. 1 Maßnahmen zur Förderung von Markt- und Systemintegration

Maßnahmen		Ziele
Innerhalb des EEG	Optionale, gleitende Marktprämie (§ 33g EEG 2012)	- Sammlung von Markterfahrungen - Anreize zu bedarfsgerechter Erzeugung - Speicheranreize
	Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen (§ 33i EEG 2012)	- Anreize zu bedarfsgerechter Erzeugung - Speicheranreize
	Erweiterung der Verordnungsermächtigung für die „Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)“ (§ 64c EEG 2012)	Erleichterung einer Weiterentwicklung der AusglMechV in Richtung einer ökonomisch optimierten Vermarktung von EEG-Strommengen durch ÜNB
	Anpassung des Grünstromprivilegs (Beschränkung der EEG-Umlagebefreiung auf 2 ct/kWh, Pflicht zum Einbezug mind. 20% fluktuierender EE (§ 39 EEG 2012)	- Anreize zur Vermarktung und Systemintegration von fluktuierenden EE - Begrenzung des EEG-Umlagen-Anstiegs
	Klarstellung des Regelungsrahmens für Strom aus gasförmigen Speichermedien (§§ 3 Nr. 9 a, 16 Abs. 2, 27c EEG 2012)	Speicheranreize
	Regelung, dass eine Teilnahme von EE am Regelenenergiemarkt nur im Rahmen der Direktvermarktung zulässig ist (§§ 16 Abs. 3, 56 EEG 2012)	- Anreiz zur Direktvermarktung - Vermeidung einer Doppelvermarktung von EEG-Strom
Außerhalb des EEG	Verbesserung der Rahmenbedingungen für EE, industrielle Verbraucher und Speicher am Regelenenergiemarkt (Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur 2011, Beschlüsse BK6-10-097, BK6-10-098, BK6-10-099)	- Anreize zu bedarfsgerechter Erzeugung - Speicheranreize - Anreize für Nachfragemanagement
	Befristete Befreiung von Strom aus neuen Speichern von Netzentgelten (§ 118 Abs. 6 EnWG 2011)	Speicheranreize
	Mindestanforderungen an technische und betriebliche Flexibilität neuer Stromerzeugungsanlagen (§ 49 Abs. 4 EnWG 2011)	Verbesserte Systemintegration von konventionellen und EE Anlagen
	Förderinitiative Energiespeicher zur Entwicklung und Erprobung von Energiespeichern, seit 2011 (Projekträger Jülich 2012)	Speicheranreize

Quellen: Eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur 2012; EEG 2012; EnWG 2012; Lehnert 2012; Projekträger Jülich 2012; BMU 2011; Bundesregierung 2011

Im Vorfeld der EEG-Novellierung 2012 wurde zudem intensiv die Einführung eines sog. „Kombikraftwerks-“ bzw. Stetigkeitsbonus diskutiert, um bedarfsgerechte Stromerzeugung und Speicherinvestitionen im Rahmen der Einspeisevergütung zu fördern (BMU 2011; Fraunhofer-ISI et al. 2011; Lehnert 2012). Hiernach würden EEG-Anlagen, die jeweils in den acht Stunden mit den höchsten prognostizierten, residualen Lasten eines Tages Strom einspeisen, einen Bonus von z. B. 2 ct/kWh erhalten, während die Einspeisung in den acht Stunden mit der niedrigsten residualen Last mit einem 2 ct/kWh-Abzug von der Vergütung „bestraft“ wird (BMU 2011). Die Einspeicherung von Strom zu diesen Zeiten würde hingegen mit einem Bonus in gleicher Höhe vergolten. Zusätzlich zu dieser „Bedarfskomponente“ enthielt das Modell eine „Technologiekomponente“, d. h. einen leistungsabhängigen Förderbeitrag zur Finanzierung von Speicherinvestitionen, der auch von

Anbietern in der Direktvermarktung in Anspruch genommen werden könnte (Lehnert 2012; BMU 2011). Während der Kombikraftwerks- bzw. Stetigkeitsbonus, anders als das Marktprämienmodell, für den gesamten EEG-Strom Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung gesetzt hätte, erfuhr er aus einer Reihe von Gründen deutliche Ablehnung: Zum einen wäre die Regelung aufwändig umzusetzen und würde neue Vergütungszahlungen nach sich ziehen, welche die EEG-Umlage stark erhöhten (BMU 2011; Fraunhofer-ISI et al. 2011); zum anderen wurde argumentiert, dass die Speicherentwicklung noch nicht weit genug fortgeschritten sei, um eine Differenzierung der Förderung nach Speichertechnologien zu ermöglichen (BMU 2011; Fraunhofer-ISI et al. 2011). Zudem wäre es aus volkswirtschaftlicher Perspektive effizienter, Speicher nicht auf der Ebene einzelner EE-Anlagen zu betreiben, sondern Lastschwankungen auf der Makroebene auszugleichen, wo eine Optimierung des Zusammenspiels von Stromerzeugung aus EE und konventionellen Kraftwerken, Nachfragemanagement und Speicherung stattfinden kann (Matthes 2012; BMU 2011; Fraunhofer-ISI et al. 2011). Die Idee der Technologiekomponente wurde jedoch zum Teil in der im EEG 2012 eingeführten Flexibilitätsprämie umgesetzt (§ 33i EEG), die sich allerdings auf Biogasanlagen beschränkt; hier wird eine Flexibilisierung der Einspeisung u. a. aufgrund sehr kurzer Anfahrtszeiten als vergleichsweise einfach und günstig realisierbar angesehen (Wustlich u. Müller 2011). Allerdings kann diese Flexibilitätsprämie nur mit dem Marktprämienmodell und sonstiger Direktvermarktung (nach § 33i Abs. 1 EEG), nicht jedoch mit dem Grünstromprivileg oder der EEG-Einspeisevergütung kombiniert werden (Lehnert 2012; Wustlich u. Müller 2011). Die Prämie soll dabei die Kosten von zur Flexibilisierung des Betriebs notwendigen, zusätzlichen Investitionen in Speicher und Erzeugungskapazitäten ausgleichen, da diese nicht vollständig durch die im Rahmen des Marktprämienmodells erzielbaren Mehrerlöse durch bedarfsgerechte Einspeisung gedeckt werden können (Fraunhofer-IWES et al. 2011).

Aufgrund der beschriebenen Schwachpunkte des Kombikraftwerksbonus sprach der EEG-Erfahrungsbericht 2011 die Empfehlung aus, Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren durch die Etablierung einer optionalen, gleitenden Marktprämie parallel zur EEG-Einspeisevergütung zu befördern (Bundesregierung 2011). Mit Ausnahme von ab dem 01.01.2014 installierten Biogasanlagen mit einer Leistung ≥ 750 kW, die keinen Anspruch auf Einspeisevergütung mehr besitzen werden, können Betreiber jeden Monat zwischen Marktprämienmodell und Einspeisevergütung wechseln (Lehnert 2012; Wustlich u. Müller 2011). Mit dem MPM bekommen Betreiber die Differenz aus der Einspeisevergütung, die sie nach dem EEG erhalten hätten, und dem tatsächlichen monatlichen Mittelwert des Marktpreises ausgezahlt, zuzüglich einer technologiespezifischen Managementprämie, die zusätzliche Kosten für Profilservice und Handelsabwicklung ausgleichen soll (EEG 2012 Anlage 4 Nr. 1; Sensfuß u. Ragwitz 2011; Lehnert 2012; Wustlich u. Müller 2011; siehe auch Abb. 1):

$$\text{MPR}_{\text{Brutto}} = \underbrace{\text{EV} - \text{MW}}_{\text{MPR}_{\text{Netto}}} + \text{MMP}$$

Mit	$\text{MPR}_{\text{Brutto}}$:	Gesamtprämie im Marktprämienmodell („Brutto-Prämie“)
	EV:	technologiespezifische Einspeisevergütung, auf die eine Anlage nach § 16 EEG Anspruch hätte
	MW:	tatsächlicher Monatsmittelwert des relativen (= technologieadjustierten) Marktwerts
	MMP:	technologiespezifische Managementprämie
	$\text{MPR}_{\text{Netto}}$:	Ausgleich der Differenz zwischen Marktwert und Einspeisevergütung („Netto-Prämie“).

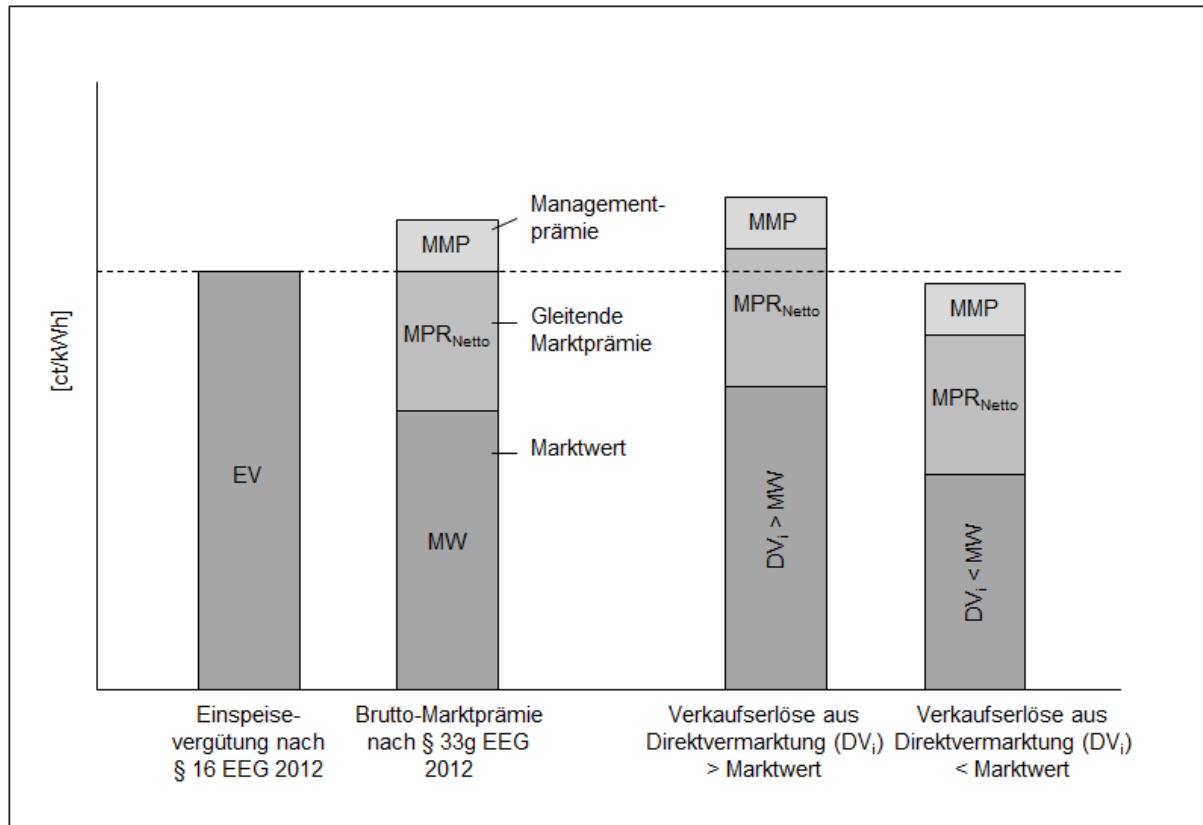


Abb. 1 Das Marktprämiensmodell im Überblick

Quelle: Eigene Darstellung nach Lehnert 2012; Wustlich u. Müller 2011; EEG 2012 Anlage 4 Nr. 1.

Der Monatsmittelwert des Marktwerts wird monatlich ex post auf der Basis stundenscharfer Preise an der Strombörse EEX ermittelt (EEG 2012 Anlage 4 Nr. 2; Sensfuß u. Ragwitz 2011). Für regelbare EE entspricht der Marktwert dabei dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Spotmarkt-Stundenkontrakte (EEG 2012 Anlage 4 Nr. 2.1). Für Wind und Photovoltaik wird stattdessen ein technologiespezifischer „relativer“ Marktwert herangezogen (EEG 2012 Anlage 4 Nr. 2.2 ff.). Dieser soll dem Umstand Rechnung tragen, dass Wind oftmals in Zeiten niedriger Strompreise erzeugt wird, während Solarstrom vielfach in Mittagsstunden mit hoher Nachfrage und Preisen eingespeist wird.² Dementsprechend verfügt Windenergie im Vergleich zu regelbaren Energien tendenziell über eine geringere Wertigkeit, während Solarstrom einen höheren relativen Marktwert aufweist (Sensfuß u. Ragwitz 2011; Lehnert 2012). Die Managementprämie differenziert ebenfalls nach regelbaren und fluktuierenden EE, wobei letztere aufgrund der hier anfallenden Kosten für die Einhaltung von Einspeiseprognosen einen deutlich höheren Betrag erhalten (Sensfuß u. Ragwitz 2011). So beträgt 2012 die Managementprämie für Wind und Photovoltaik 12 €/MWh, und 3 €/MWh für regelbare Energien; der Prämiensatz unterliegt dabei allerdings einer starken jährlichen Degression (siehe Tab. 2) (EEG 2012 Anlage 4 Nr. 2.2 ff.).³

² Der relative Marktwert von Wind und PV berechnet sich, indem die Summe der stündlichen Verkaufserlöse an der Strombörse durch die erzeugte Strommenge geteilt und in Bezug zum durchschnittlichen Marktpreis gesetzt wird (Sensfuß u. Ragwitz 2011; EEG 2012, Anlage 4 Nr. 2.2 ff.).

³ Eine Verordnung zur kurzfristigen Anpassung der Managementprämie ist allerdings gegenwärtig in Vorbereitung (dazu Abschnitt 3).

Tab. 2 Managementprämie im Zeitverlauf

Jahr	Wind / PV	Regelbare EE
2012	1,20 ct/kWh	0,30 ct/kWh
2013	1,00 ct/kWh	0,275 ct/kWh
2014	0,85 ct/kWh	0,25 ct/kWh
Ab 2015	0,70 ct/kWh	0,225 ct/kWh

Quelle: nach EEG 2012 Anlage 4 Nr. 2.1 ff.

Die Vergütung im Marktprämienmodell (MPM), d. h. die Brutto-Marktprämie, besteht damit einerseits aus der „Netto“-Marktprämie (MP_{Netto}) als Differenz aus technologiespezifischer Einspeisevergütung und dem tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts, und der Managementprämie (MMP).⁴

2.2 Ziele des Marktprämienmodells im EEG 2012

Zum Zwecke der Analyse der Wirkungsweise des Marktprämienmodells erscheint es sinnvoll, zwischen drei grundlegenden Ziel-Dimensionen zu unterscheiden, welche durch Marktprämienmodelle grundsätzlich angesteuert werden sollen:

1. *Marktintegration i. e. S.:* Ein MPM könnte zur Übernahme eines allgemeinen Preisrisikos beitragen, indem die Vergütung der EE-Erzeugung am zeitdurchschnittlichen Marktpreisniveau ausgerichtet wird und damit die Erlöschancen im Grundsatz marktlich determiniert werden.
2. *Systemintegration:* Das MPM kann ferner zur Bewältigung des Regelrisikos beitragen, indem Marktakteure Anreize für die Bereitstellung von Regelleistung erhalten; der grundsätzliche Einspeisevorrang für EE bleibt nach § 8 und §§ 9 ff. EEG 2012 unterdessen auch für Anlagen in der Direktvermarktung bestehen (Schumacher 2012; Wustlich u. Müller 2011), ebenso wie Regelungen zum vorrangigen Netzanschluss nach §§ 5 ff. EEG 2012 (Wustlich u. Müller 2011).⁵
3. *Direktvermarktung:* Das MPM soll schließlich zu einem Wechsel des Vertriebskanals anregen, indem das Kostenrisiko der Direktvermarktung (komparative Transaktionskosten des Vertriebskanals „Direktvermarktung“) anhand administrierter Sätze kompensiert werden soll; volkswirtschaftlich ist dies aber kein Selbstzweck (Knopp et al. 2012), sondern dient als Zwischenziel gerade den beiden übrigen Zielen – zumal auch im EEG-Vergütungsregime erneuerbare Strommengen letztlich durch die ÜNB am Markt angedient werden.

Im Sinne der Marktintegration soll das Marktprämienmodell Anlagenbetreibern einen Anreiz geben, sich von „passiven Beteiligten zum aktiven Marktakteur zu entwickeln“ (Fraunhofer-ISI et al. 2011, S. 13). Durch die Direktvermarktung sollen Erfahrungen mit marktlichen Betriebskanälen gesammelt werden, während gleichzeitig eine stärkere Ausrichtung der Produktion an Marktpreisen angeregt wird – dadurch, dass Anlagenbetreiber nicht die Differenz aus EEG-Vergütung und ihren tatsächlichen Einnahmen aus der Direktvermarktung erstattet bekommen, sondern die Abweichung zu einem

⁴ Zur besseren Übersichtlichkeit unterscheidet sich die hier verwendete Terminologie von der des Gesetzestextes. In EEG 2012, Anlage 4 Nr. 1 wird der Begriff „Marktprämie“ im Sinne der Brutto-Marktprämie benutzt, während die Differenz aus Marktwert und Managementprämie zum sog. Referenzmarktwert zusammengefasst wird (Anlage 4 Nr. 2 EEG 2012).

⁵ Werden Anlagen im MPM im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen (§ 11 EEG 2012) abgeregelt, haben diese ebenso wie Anlagen in der Einspeisevergütung Anspruch auf eine Entschädigung in Höhe von 95% der entgangenen Erlöse zuzüglich zusätzlicher Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen (Schumacher 2012, § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012).

durchschnittlichen Marktwert, besteht die Möglichkeit, sich durch geschickte Verkäufe zu Hochpreiszeiten gegenüber der Einspeisevergütung besser zu stellen (BMU 2011; Lehnert 2012). Während das MMP die administrativen Zusatzkosten der Direktvermarktung nur gerade kompensieren soll, reizt die Netto-Marktprämie als zusätzliche Erlöschance den Wechsel des Vertriebskanals an (Wechselanreiz).

Die Möglichkeit, Mehrerlöse zu erzielen, indem Stromproduktion in Stunden mit hoher Nachfrage bzw. geringer Erzeugung verschoben wird, soll ähnlich der im Rahmen des Kombikraftwerksbonus diskutierten Bedarfskomponente zugleich Anreize für eine verbesserte Systemintegration der EE bieten (Verhaltensänderungsanreiz) (BMU 2011; Neubarth 2011). Hierbei geht es also nicht mehr nur um bloße Teilnahme am Direktvermarktungskanal, sondern um systemeffizienzrelevante Änderungen im Einspeiseverhalten. Nach Schätzungen von Consentec und R2B Energy Consulting (2010) kann sich eine solche Einspeiseverlagerung der EE in Kosteneinsparungen von 425 Mio. € 2015 bzw. 670 Mio. € 2020 im konventionellen Energiesystem niederschlagen, die in erster Linie durch ein verändertes Einspeiseverhalten regelbarer EE realisiert würden. Der Einbezug fluktuierender EE war im Vorfeld der Marktprämien-Einführung hingegen umstritten, da eine Flexibilisierung hier ohne umfassende Investitionen z. B. in Speicher nur sehr begrenzt möglich ist (Fraunhofer-ISI et al. 2011, Votum IWES, S. 182; Consentec u. R2B Energy Consulting 2010). Trotz Bedenken hinsichtlich von Mitnahmeeffekten (Consentec u. R2B Energy Consulting 2010) wurde im EEG-Erfahrungsbericht 2011 der Entschluss getroffen, Wind und PV in das Marktprämienmodell mit aufzunehmen, da mögliche Kosten als geringer angesehen wurden als der hierdurch zu realisierende Nutzen (BMU 2011; Fraunhofer-ISI et al. 2011). Die Netto-Marktprämie soll demnach auch fluktuierende EE dazu anregen, kurzfristige Handlungsoptionen zur Bereitstellung von Regelleistung zu erschließen (z. B. Teilnahme an Regelenenergiemärkten, Reaktion auf negative Preise, Wartungsplanung, Lastmanagement), sowie mittelfristig Anreize zu Veränderungen der Anlagenauslegung sowie zur Technologieentwicklung von Speichern geben (Fraunhofer-ISI et al. 2011). Zu den erwarteten Ergebnissen gehören zudem verbesserte Prognosen, da ein direkterer Informationsaustausch zwischen Anlagen und Vermarktern geschaffen wird (Möhrle et al. 2012) sowie ein kostengünstiger Ausgleich von Prognosefehlern, da Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung hierfür selbst verantwortlich sind (Sensfuß u. Ragwitz 2009; Consentec u. R2B Energy Consulting 2010).

Um einen effektiven Anreiz zum Wechsel des Vertriebskanals von EEG-Einspeisung zur Direktvermarktung zu geben, ist es notwendig, dass sich Beteiligte durch das Marktprämienmodell ökonomisch besserstellen – „im Kern“ (BMU 2011, S. 14) soll dies durch die mögliche Erzielung von Mehrerlösen am Markt, d. h. die Netto-Marktprämie, geschehen. Die Managementprämie hingegen ist nicht als finanzieller Anreiz gedacht, sondern soll Zusatzkosten, die Anlagenbetreibern durch die Marktteilnahme entstehen, lediglich kompensieren und so den Einstieg in die Direktvermarktung erleichtern (BMU 2011; Sensfuß u. Ragwitz 2009). Dennoch stellt die Managementprämie die wichtigste Quelle von Mehrkosten gegenüber dem Wälzungsmechanismus der EEG-Vergütung dar – durch die Verringerung von Strommengen, die ÜNB nach dem EEG vermarkten müssen, fallen auf Ebene der ÜNB zwar Einsparungen an, aufgrund der größeren Anzahl von Anlagenbetreibern und geringeren Handelsabwicklungserfahrungen sind in der Direktvermarktung dennoch höhere Transaktionskosten zu erwarten (BMU 2011; Sensfuß u. Ragwitz 2009; Wustlich u. Müller 2011). Vor Einführung des Modells wurden Mehrkosten auf 200 Mio. €/Jahr für 2012-2014 geschätzt, mit einem deutlichen Rückgang auf etwa 100 Mio. €/pro Jahr ab 2015 (Sensfuß u. Ragwitz 2009). Verglichen mit Kosteneinsparungen durch Einspeiseverlagerungen (s. o.) ergäbe sich so eine positive Kosten-Nutzen-Balance (BMU 2011).

3. Zur Leistungsfähigkeit des Marktprämienmodells – eine Zwischenbilanz

3.1 Erste Daten zur Inanspruchnahme

Nach der Einführung des Marktprämienmodells zum 01.01.2012 liegen bereits erste Erfahrungen zur mengenmäßigen Inanspruchnahme sowie den Auswirkungen auf Systemkosten und Förderausgaben vor. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die Inanspruchnahme des neuen Instruments sowie Auswirkungen auf andere Formen der Direktvermarktung gegeben, während Kostenwirkungen in Abschnitt 3.3 diskutiert werden. Nach den ersten Monaten lässt sich eine gute Marktdurchdringung des Instruments feststellen (Abb. 2 und 3) – insbesondere die Inanspruchnahme des MPM durch den fluktuierenden Energieträger Wind fällt dabei höher aus als ursprünglich erwartet (Erdmann 2012; 50Hertz et al. 2011). Auch eine wachsende Anzahl von Bioenergieanlagen wechselt in das Marktprämienregime: Während im Januar 2012 933 MW an installierter Leistung diese Form der Direktvermarktung wählten, waren es im Juli bereits 1519 MW (EEG-KWK-G 2012a), ein Wert, der etwa einem Fünftel der gesamten installierten Biomasse-Leistung des Jahres 2011 (inkl. des biogenen Anteils des Abfalls) entspricht (vgl. BMU 2012a). Während Daten zur installierten Leistung, welche monatlich das Marktprämienmodell in Anspruch nimmt, bereits vorliegen, ist dies für Daten zur Stromerzeugung in dieser Vermarktungsform noch nicht der Fall. Mithilfe prognostizierter, durchschnittlicher Volllaststunden für 2012 lassen sich allerdings Schätzungen vornehmen (vgl. IE Leipzig 2011; 50Hertz et al. 2011). Demnach wurde im Juni 2012 mit knapp 70% ein Großteil der On- und Offshore-Windenergieproduktion unter Inanspruchnahme des MPM direkt vermarktet (vgl. Abbildungen 2 bis 5). Für Bioenergieanlagen war der Anteil des MPM mit geschätzten 27% geringer, aber dennoch beträchtlich (vgl. Abb. 5). Für Photovoltaikanlagen hingegen bleibt die Einspeisevergütung das deutlich dominierende Förderinstrument - nur ca. 3% der Anlagen nutzen das MPM, was anhand der geringen Einspeisemengen und des dezentralen Charakters vieler Anlagen, welche bei einer Direktvermarktung in hohen Transaktionskosten resultieren, nicht überrascht. Für Deponie-, Klär- und Grubengase spielt die Direktvermarktung zur Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Grünstromprivileg) eine größere Bedeutung als das MPM (vgl. Abb. 5 und 6; EEG-KWK-G 2012a). Wasserkraftanlagen nehmen ebenfalls nur zu einem geringen Grad das MPM in Anspruch (im ersten Halbjahr 2012 erhielten im Durchschnitt etwa 3% der Ende 2010 installierten Leistung Vergütung nach dem MPM), während es für Geothermie bislang keine Bedeutung besitzt (vgl. Abb. 2; EEG-KWK-G 2012a; BMU 2012a).

Im Vergleich zum Vorjahr hat das Marktprämienmodell die Teilnahme an der Direktvermarktung insgesamt massiv erhöht – gleichzeitig lässt sich feststellen, dass das Grünstromprivileg nach § 39 EEG, das bis Ende 2011 die meistgenutzte Form der Direktvermarktung darstellte, an Bedeutung verloren hat (siehe Abb. 5). Im Rahmen der EEG-Novelle wurden sowohl die wirtschaftlichen Anreize zur Nutzung dieser Form der Direktvermarktung eingeschränkt (Begrenzung der EEG-Umlagebefreiung auf 2 ct/kWh) sowie qualitative Anforderungen verschärft (über das Jahr hinweg und in acht von zwölf Monaten müssen 50% des vermarkteten Stroms aus EEG-Anlagen stammen, und insgesamt 20% aus fluktuierenden EE), so dass das MPM nunmehr die deutlich attraktivere Variante der Direktvermarktung darstellt (Hummel 2012; Lehnert 2012).

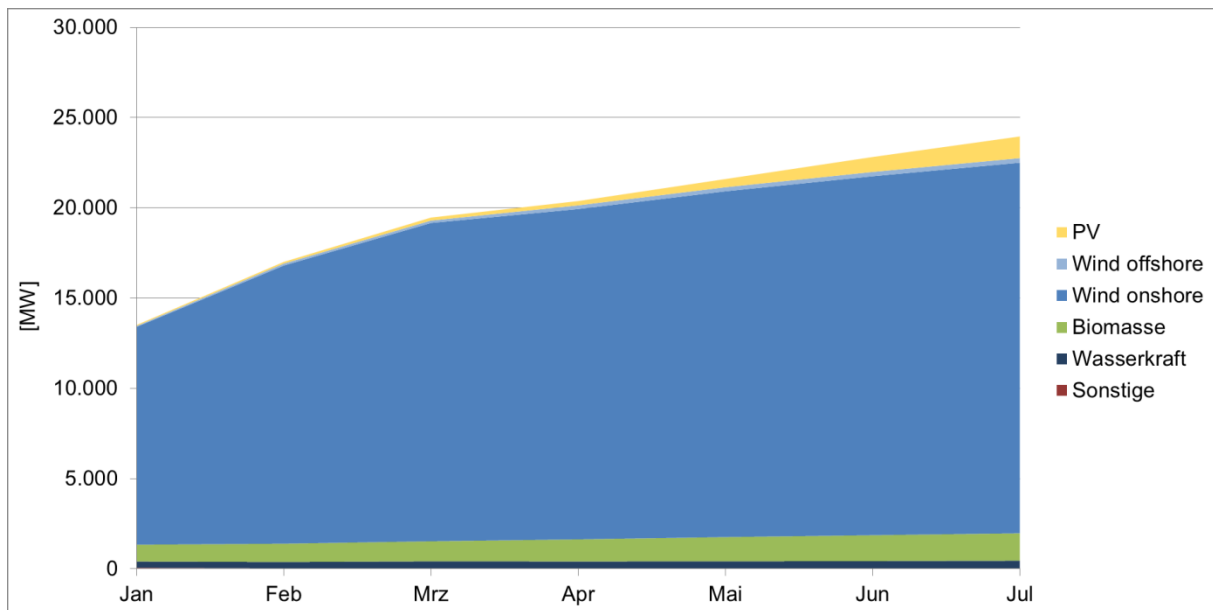


Abb. 2 Inanspruchnahme des Marktprämienmodells nach Technologiegruppe (Januar-Juli 2012, installierte Leistung in Megawatt)

Anm.: „Sonstige“ umfasst Geothermie und Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas).

Quelle: Eigene Darstellung nach EEG-KWK-G 2012a.

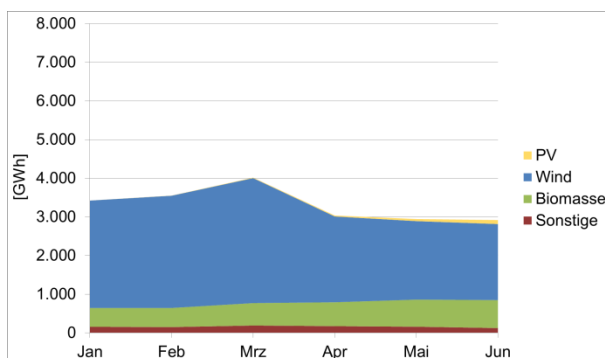


Abb. 3 Entwicklung der mit dem MPM vergüteten Strommengen, nach Technologiegruppe (Januar-Juni 2012, in GWh)

Anm.: „Wind“ umfasst On- und Offshore, „Sonstige“ Gase (Deponie-, Klär und Grubengas) und Wasserkraft. Strommengen stellen Schätzungen dar, basierend auf installierter Leistung (EEG-KWK 2012a, s. Abb. 2) und monatsgenau prognostizierten, durchschnittlichen Volllaststunden für 2012 (IE Leipzig 2011).

Quelle: Eigene Darstellung nach EEG-KWK-G 2012a; IE Leipzig 2011; eigene Berechnungen.

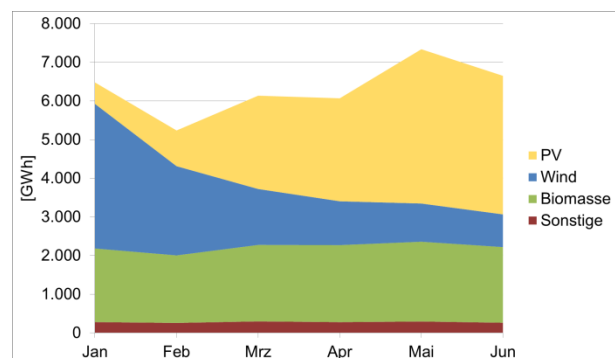


Abb. 4 Entwicklung der von ÜNB vermarkteten EEG-Strommengen (Januar-Juni 2012, in GWh)

Anm.: „Wind“ umfasst On- und Offshore, „Sonstige“ Gase (Deponie-, Klär und Grubengas) und Wasserkraft.

Quelle: Eigene Darstellung nach EEG-KWK-G 2012b.

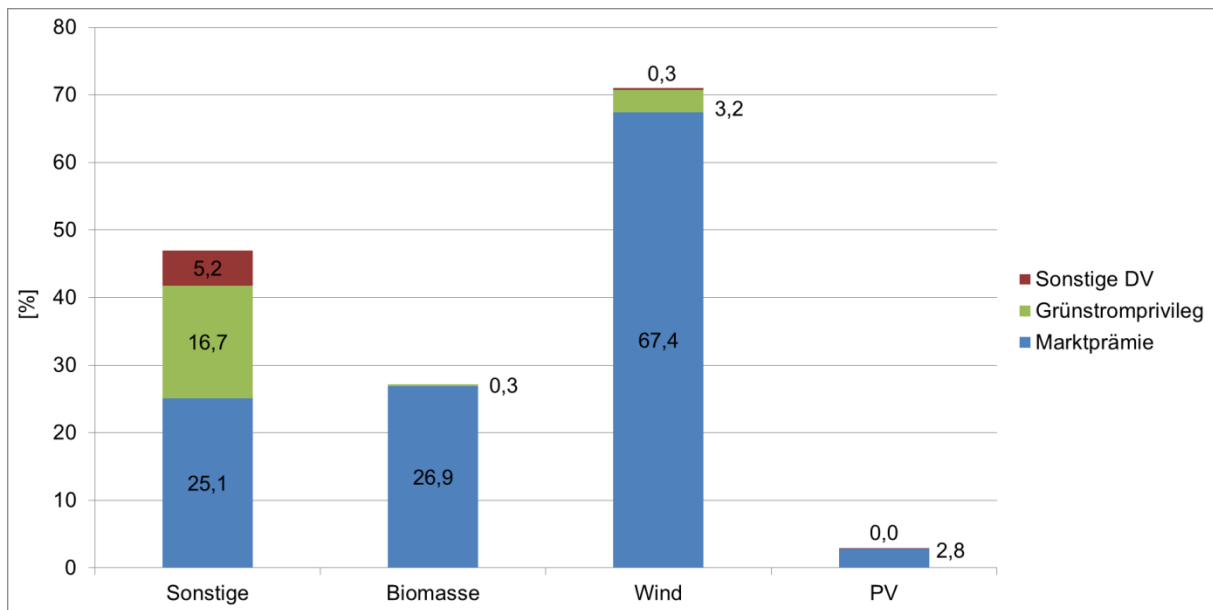


Abb. 5 Anteile von Direktvermarktungsformen (DV) an der EE-Stromerzeugung (Juni 2012, in %)

Anm.: Basierend auf geschätzten Strommengen für Formen der Direktvermarktung (vgl. Abb. 2).

Quelle: Eigene Darstellung nach EEG-KWK-G 2012a; EEG-KWK-G 2012b; IE Leipzig 2011; eigene Berechnungen.

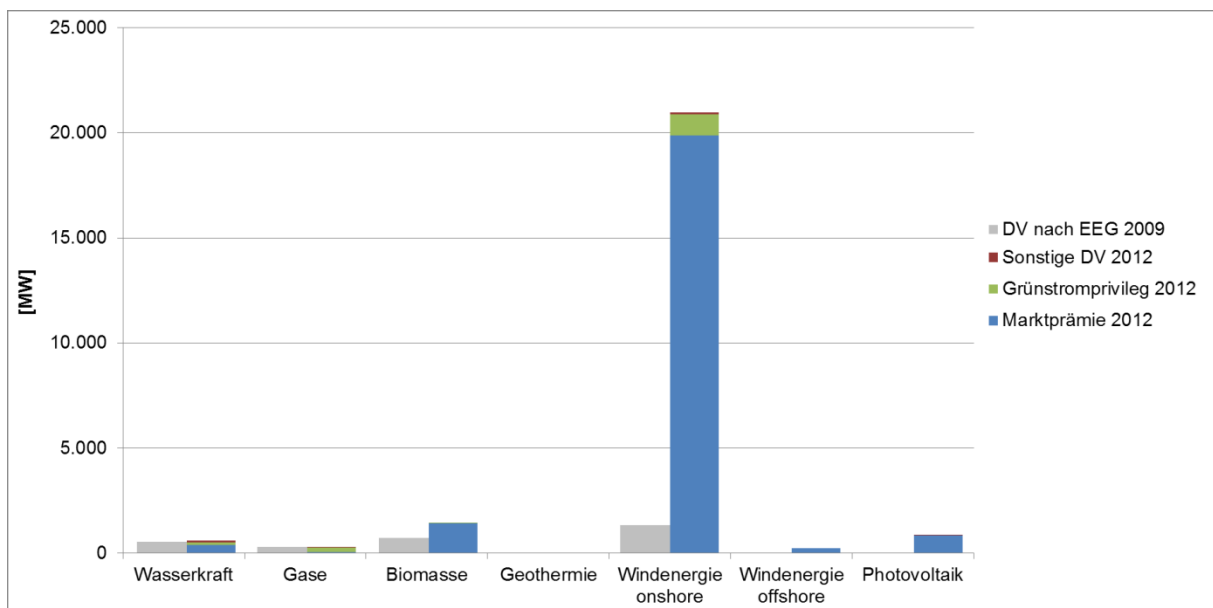


Abb. 6 Inanspruchnahme der Direktvermarktung (DV) nach EEG 2009 und EEG 2012 (installierte Leistung im Juni 2011/Juni 2012 in Megawatt)

Quelle: Eigene Darstellung nach EEG-KWK-G 2012a.

3.2 Zur Effektivität des Marktprämienmodells

Das Marktprämienmodell erweist sich zunächst als wirkungsvoll (effektiv) in Bezug auf seine Zielstellung, soweit es ihm gelingt, die Marktintegration i. e. S. mengenmäßig voranzutreiben (3.2.1), den Anteil der Direktvermarktung zu steigern (3.2.2) und schließlich das Ausmaß der Systemintegration der EE zu verbessern (3.2.3). Kosten- und Effizienzfragen werden anschließend in Abschnitt 3.3 betrachtet.

3.2.1 Auswirkungen auf die Marktintegration

In der aktuellen Ausgestaltung des Marktprämienmodells eliminiert die Netto-Marktprämie nahezu vollständig das allgemeine (zeitdurchschnittliche) Preisrisiko, indem sie die Differenz zwischen durchschnittlichen Markterlösen und EEG-Vergütungssatz abdeckt (Nestle 2011). Es ist allerdings auch explizit nicht der Sinn des Instruments, Anlagenbetreiber einem erhöhten allgemeinen Marktpreisrisiko auszusetzen, da hierdurch die Planungssicherheit verringert und die Investitionsbereitschaft in EE herabgesetzt würde (vgl. Sensfuß u. Ragwitz 2009). Auf die Marktintegration i. e. S., d. h. ein mittel- bis langfristig marktgesteuertes Angebot an EE, hat das MPM daher konzeptkonform keine relevanten Auswirkungen.

3.2.2 Steigerung der Direktvermarktung (Wechselanreiz)

Der hauptsächliche Beitrag des Marktprämienmodells zur Marktintegration besteht vielmehr darin, dass Betreiber in der Direktvermarktung Erfahrungen im Umgang mit Strommarktmechanismen und Handelsabläufen sammeln, um einen langfristigen Systemübergang zu erleichtern (vgl. Sensfuß u. Ragwitz 2009; Consentec u. R2B Energy Consulting 2010). In Anbetracht der Tatsache, dass das MPM eine deutlich höhere Zahl von Anlagenbetreibern in die Direktvermarktung geführt hat, als dies in Vorjahren der Fall war (Kopp et al. 2012; vgl. auch Abb. 6; EEG/KWK-G 2012a), kann es unter dem Aspekt der Effektivität durchaus als erfolgreich beurteilt werden. Auch wenn sich der Anreiz zum Wechsel des Vertriebskanals primär aus der möglichen Erzielung von Mehrerlösen am Markt ergeben soll (vgl. BMU 2011, Abschnitt 2), ist damit zu rechnen, dass die Managementprämie einen großen Anteil an der starken Marktdurchdringung des neuen Instruments hat – während Zusatzgewinne aus preisorientierter Direktvermarktung als unsicher zu gelten haben, stellt die Managementprämie, sofern sie die Kosten des Vertriebskanalwechsels übersteigt (siehe dazu Abschnitt 3.3), einen „planbaren“ Posten an Mehreinnahmen dar.

Für eine genauere Betrachtung der Effektivität, mit der das MPM die Direktvermarktung befördert, wäre ferner eine Untersuchung der Struktur der am MPM teilnehmenden Betreiber von Interesse – große EE-Betreiber wie Energieversorgungsunternehmen können bei einer direkten Teilnahme an Strom- und Regelenergiemärkten von Skaleneffekten und bestehenden Handelserfahrungen Gebrauch machen, und verfügen so über einen grundsätzlichen Wettbewerbsvorteil gegenüber kleinen, dezentralen Akteuren (Nestle 2011). Dies führte im Vorfeld der Einführung zu der Befürchtung, dass das Marktprämienmodell mittelfristig die Anbietervielfalt im EE-Markt verringern könnte (Nestle 2011). In der Praxis konnten sich erfolgreich Unternehmen etablieren, welche die Abwicklung der Direktvermarktung auch für kleinere Anlagenbetreiber übernehmen (siehe z. B. Statkraft 2012; vgl. auch Uken 2012).

3.2.3 Auswirkungen auf die Systemintegration (Verhaltensänderungsanreiz)

Weitergehende Anreize, auch auf kurzfristige Marktpreissignale zu reagieren, setzt das Marktprämienmodell durch die bei der Direktvermarktung erzielbaren Mehrerlöse gegenüber dem zur Prämienberechnung angelegten Marktdurchschnittspreis (vgl. Abschnitt 2). Allerdings ist vor allem im

Falle der fluktuierenden EE fraglich, ob dieser Anreiz ausreichend ist, um von einer Einspeisung nach Verfügbarkeit („wenn der Wind weht“) auf bedarfsgerechte Erzeugung umzustellen (Nestle 2011). Auch in Anbetracht der im Vorfeld der EEG-Novelle geführten Diskussion über den Einbezug von Wind und Photovoltaik wird im Folgenden zunächst der Fokus auf die Fragestellung gelegt, inwiefern das Marktprämienmodell die Systemintegration von fluktuierenden EE verbessert.

Da technische Bedingungen, die für eine weitergehende Flexibilisierung der Einspeisung Voraussetzung wären, weitgehend fehlen, besteht die hauptsächliche Regelungsmöglichkeit für Wind und Photovoltaik gegenwärtig noch in einer schlichten Abregelung (Brandstätt et al. 2011). Für weitergehende Investitionen in Anlagenauslegung oder Speicher, die sich oftmals noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, sind die sich aus dem Marktprämienmodell ergebenden Preisanreize hingegen zu gering (Fraunhofer-ISI et al. 2011, Votum IWES, S. 148; Nestle 2011; Dietrich u. Ahnsehl 2012). Da Anlagenbetreiber die Brutto-Marktprämie nur für tatsächlich abgesetzten Strom erhalten (vgl. Wustlich u. Müller 2011), lohnt sich in Abwesenheit von Speichermöglichkeiten die Stromerzeugung, sobald der Marktpreis die Grenzkosten abzüglich der erwarteten Brutto-Marktprämie übersteigt (Andor et al. 2010, vgl. Tab. 3). Da die Grenzkosten der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie faktisch Null betragen, ist die Stromproduktion für fluktuierende EE somit selbst bei negativen Preisen profitabel. Dies gilt umso mehr, als Anlagenbetreiber im Falle einer Abregelung zur Wahrung der Netzstabilität Anspruch auf Entschädigungszahlungen haben (Schumacher 2012; Wustlich u. Müller 2011; § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012), und so weitgehend vom Regelrisiko befreit sind. Die verhaltenssteuernden Anreize des Marktprämienmodells werden Anlagenbetreiber folglich erst dann zu einer freiwilligen Abregelung bewegen, wenn das Überangebot an Strom so groß wird, dass Stromanbieter an der Börse Käufern einen höheren Betrag bezahlen müssen, als sie an Brutto-Marktprämienzahlungen (d. h. Netto-Marktprämie plus Managementprämie) erwarten.⁶ In dies der Fall, bewirkt das MPM im Vergleich zur EEG-Einspeisevergütung eine Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz, da bei letzterer die Stromerzeugung vollkommen von Strompreisentwicklungen abgekoppelt ist. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre eine Erzeugung hingegen nur dann sinnvoll, wenn Marktpreise mindestens die Grenzkosten decken, d. h. im Falle von EE mit GK nahe Null positiv wären (Tab. 3).

Tab. 3 Einzelwirtschaftliche Profitabilität und gesamtwirtschaftliche Effizienz von EE-Einspeisungen in Abhängigkeit vom Marktpreis (MP), den Grenzkosten der Erzeugung (GK) und dem Erwartungswert der Brutto-Marktprämie ($E\{MPR_{Brutto}\}$)

	Erzeugung einzelwirtschaftlich lohnend, falls	Erzeugung volkswirtschaftlich sinnvoll, falls
EEG-Marktprämienmodell	$MP \geq GK - E\{MPR_{Brutto}\}$ Falls $GK = 0$: $MP \geq -E\{MPR_{Brutto}\}$	$MP \geq GK$ Falls $GK = 0$: $MP \geq 0$
EEG-Vergütungsmodell	$MP \in \mathbb{R}$	

Quelle: Eigene Darstellung, aufbauend auf Andor et al. 2010.

⁶ Eine frühere Abregelung würde betriebswirtschaftlich allerdings Sinn machen, wenn ohnehin anfallende Ausfallzeiten, z. B. durch Wartung, in Stunden mit niedrigen bzw. negativen Strompreisen verlagert werden können (vgl. Fraunhofer-ISI et al. 2011).

Bei stark negativen Strompreisen jenseits des negativen Erwartungswerts der Brutto-Marktpremie (allerdings auch nur dort) kann das Marktpremienmodell somit effektive Anreize für eine stärkere Bedarfsorientierung der Einspeisung setzen, indem freiwillig Einspeiseverzicht marktlich organisiert werden. Um abzuschätzen, wie relevant diese Anreizwirkung ist, gibt Abb. 7 einen Überblick über das Auftreten negativer Strompreise am Spotmarkt der Europäischen Strombörse EEX. In 2011 waren an 15 Stunden im Jahr insgesamt 464,2 GWh von negativen Strompreisen betroffen, in 2012 waren es bislang 21 Stunden mit insgesamt 717,2 GWh. Dabei stellen schwach negative Preise zwischen 0 €/MWh und -1 €/MWh die häufigste Kategorie dar, während Preise unter -10 €/MWh nur in drei (2011) bzw. fünf (2012) Stunden auftraten (zum Vergleich: allein die Managementprämie für Wind u. PV beträgt 12€/MWh). Demnach wäre es betriebswirtschaftlich für EE mit GK nahe Null nur in sehr wenigen Stunden eines Jahres lohnenswert, auf die Einspeisung zu verzichten. Mitnahmeeffekte im Zusammenhang mit der Managementprämie (Abschnitt 3.3) führen dabei zu einer zusätzlichen Verzerrung von Preisanreizen für eine bedarfsorientierte Erzeugung. Insgesamt betrachtet erscheint daher das Potenzial des Marktpremienmodells, zu einer signifikanten Einspeiseverlagerung bei fluktuierenden EE zu führen, d. h. knappheitsorientierte Verhaltensänderungen beim Einspeiseverhalten zu induzieren, eher gering.

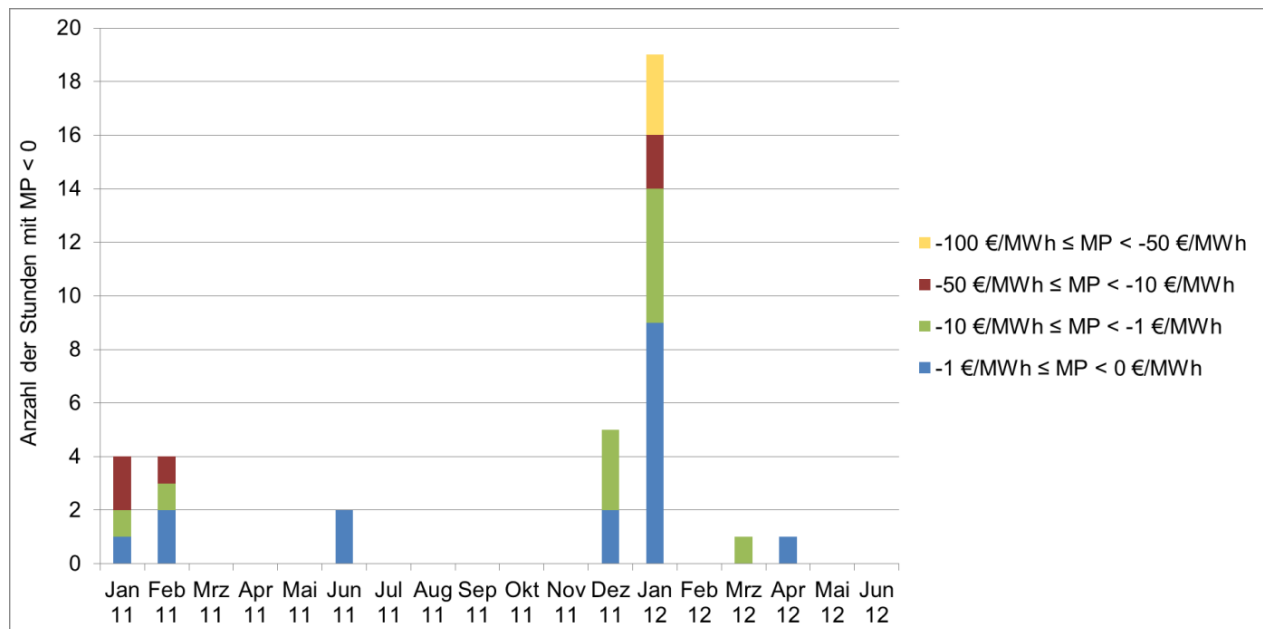


Abb. 7 Negative Strompreise am EPEX Spotmarkt, 01.01.2011-31.06.2012

Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot 2012.

Auch konnte das MPM bislang nicht den Trend zu immer häufiger notwendigen Einspeisemanagementeingriffen der ÜNB zur Wahrung der Systemstabilität bremsen – im Falle der Regelzonen TenneT und 50Hertz liegt die Anzahl der Tage, an denen Netzengpässe eine Regelung von EE- oder KWK-Anlagen nach § 11 EEG 2012 erforderlich machten, 2012 bislang deutlich über entsprechenden Werten für das erste Halbjahr 2011 (vgl. Abb. 8 und 9).

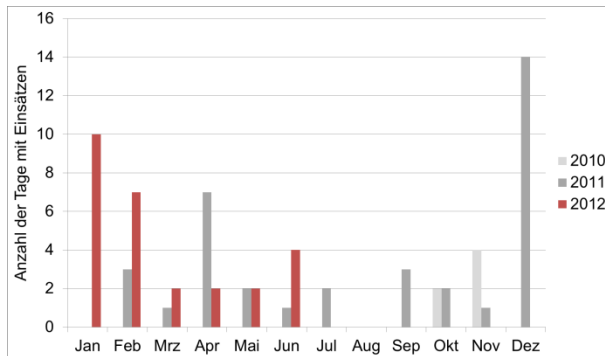


Abb. 8 Einspeisemanagement-Einsätze nach §11 EEG in der Regelzone des ÜNB TenneT⁷

Quelle: Eigene Darstellung nach TenneT 2012.

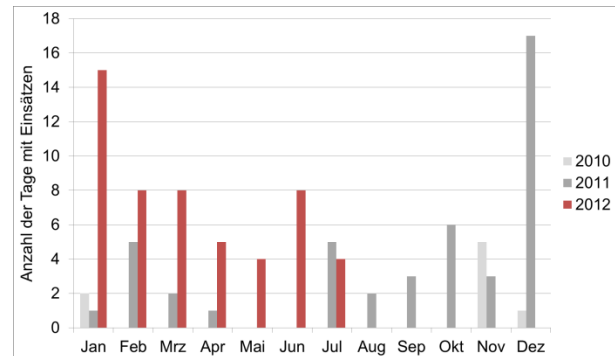


Abb. 9 Einspeisemanagement-Einsätze nach §11 EEG in der Regelzone des ÜNB 50Hertz⁷

Quelle: Eigene Darstellung nach 50Hertz 2012.

Solange Speicheroptionen für fluktuierende EE fehlen, stellen die limitierten Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelenergie zudem nicht das einzige Problem dar. Indem Anreize für eine Abregelung von EE-Anlagen geschaffen werden, wenn Wind- und Solarenergie verfügbar sind, weicht das Marktprämienmodell indirekt die Vorrangregelung für EE im Rahmen des EEG auf (Fraunhofer-ISI et al. 2011, Votum IWES, S. 148). Selbst bei Einspeisemanagement-Einsätzen nach § 11 EEG sind ÜNB verpflichtet, sicherzustellen, dass die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird (§ 11 Abs. 1 EEG 2012). Wenn das MPM dazu führt, dass bei niedrigen Preisen Wind- und PV-Anlagen, und nicht konventionelle Kraftwerke heruntergeregelt werden, verschlechtert sich die Klimabilanz des Strommix⁷, sofern nicht zusätzliche Investitionen in EE ausgelöst werden (Brandstätt et al. 2011; Nestle 2011). Stromspeicherung hingegen hat lediglich eine Verlagerung der EE-Einspeisung zur Folge, nicht jedoch eine Reduktion (abgesehen von Umwandlungsverlusten), und wäre demnach im Sinne der Vorrangregelung vorzuziehen. Selbst wenn das MPM mit Anreizen für Speicherinvestitionen in ausreichender Höhe kombiniert würde, bestünde allerdings ein ähnliches Effizienzproblem, wie es gegen den Kombi-KW-Bonus vorgebracht wurde: Ein Ausgleich auf Betreiberbene ist weniger effizient als auf Systemebene, wo sich einzelne Schwankungen ausgleichen und Großspeicher eingesetzt werden können (Gatzen u. Riechmann 2011; Nestle 2011).

Weitere Anreize, Regelverantwortung zu übernehmen, ergeben sich auch für fluktuierende EE aus der mit der Direktvermarktung verbundenen Pflicht, Prognosefehler auszugleichen, sowie aus einer möglichen Teilnahme am Regelenergiemarkt. Prinzipiell ließe sich das Ziel der Prognoseverbesserung jedoch auch über eine Weiterentwicklung der AusglMechV (Möhrle et al. 2012) verfolgen. Des Weiteren könnte der Regelenergiemarkt prinzipiell auch für Anlagen in der EEG-Vergütung geöffnet werden, obgleich dies vermutlich eine Anpassung des Doppelvermarktungsverbots erforderlich machen würde (Consentec u. R2B Energy Consulting 2010; Wustlich u. Müller 2011). Systemintegrationsbeiträge durch diese Maßnahmen können daher nicht originär dem Marktprämienmodell zugerechnet werden.

In Bezug auf regelbare EE wie Bioenergieanlagen, Laufwasserkraft mit Schwellbetrieb und Deponie-, Klär- und Grubengase, bei denen eine Flexibilisierung der Einspeisung vergleichsweise einfach möglich ist, kann das Marktprämienmodell hingegen durchaus eine sinnvolle Förderung der Systemintegration darstellen (Consentec u. R2B Energy Consulting 2010). Vor allem im Falle von

⁷ Die Regelzonen von 50Hertz und TenneT decken u. a. den gesamten nord- und ostdeutschen Raum und damit sämtliche Küstengebiete ab (Netzentwicklungsplan 2012); die Systemintegration fluktuierender EE (insbesondere Windkraft mit hohen Direktvermarktungs-Anteilen) bildet für diese Regelzonen daher eine besonders große Herausforderung.

Bioenergie verfügt das MPM im Vergleich zu Wind und Photovoltaik über eine höhere Anreizwirkung zur bedarfsgerechten Erzeugung, da hier variable Kosten für den Brennstoffeinsatz anfallen. Mit $GK > 0$ würden Bioenergieanlagenbetreiber somit eher eine freiwillige Abregelung vornehmen als EE mit GK nahe Null, zumal die Verstromung speicherbarer Bioenergieträger in Stunden mit höheren Preisen verlagert werden kann. Dabei lässt die Existenz von Nutzungskonkurrenzen mit alternativen Biomasseverwendungen (vgl. Thrän et al. 2011) es auch unter gesamtwirtschaftlichen Effizienzgesichtspunkten als dringlich erscheinen, nur dann Strom aus Biomasse zu erzeugen, wenn er tatsächlich benötigt wird. Untersuchungen für Biogasanlagen haben allerdings gezeigt, dass selbst bei dieser regelbaren EE das MPM keine ausreichenden Anreize setzt, um notwendige Anpassungsinvestitionen für eine Flexibilisierung vorzunehmen (Fraunhofer-IWES et al. 2011). Anders als bei anderen Technologien wurde hier allerdings die Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG 2012) als „Kapazitätskomponente“ geschaffen, um diese Lücke zu füllen (Fraunhofer-IWES et al. 2011). Es bleibt zu überprüfen, ob durch die Markt- und Flexibilitätsprämie in Kombination gesetzten Anreize ausreichend sind. Insbesondere erscheint es wünschenswert, Flexibilisierungsanreize auch für Bioenergieanlagen innerhalb der EEG-Vergütung zu erzeugen, indem z. B. die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt eröffnet wird – Biogasanlagen etwa verfügen bereits über einen „marktinternen“ Anreiz, sich hier zusätzliche Erlösquellen zu erschließen, da angesichts kontinuierlich steigender Betriebskosten und einer konstanten EEG-Vergütung der Verkauf von EEG-Strommengen mittelfristig keinen wirtschaftlichen Betrieb mehr gewährleisten kann (Fraunhofer-IWES et al. 2010).

3.3 Zur Effizienz des Marktprämienmodells

Das entscheidende Erfolgskriterium dürfte aber die Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz der Strombereitstellung darstellen. Das Marktprämienmodell würde insgesamt zu einer Effizienzsteigerung der Stromversorgung beitragen, wenn und soweit hierdurch

1. die Erzeugungskosten im Energieträgermix reduziert werden könnten,
2. die Netzstabilisierungs- bzw. Regelkosten des Systems abgesenkt werden könnten,
3. die zur Administration des Marktprämienmodells erforderlichen Zusatzkosten die unter 1. und 2. genannten Einsparungen nicht überkompensierten.

Ad 3: Klar erscheint zunächst, dass das Marktprämienmodell Mehrkosten der Administration des zusätzlichen, parallelen Vertriebskanals der Direktvermarktung erzeugt – und zwar sowohl bei den Marktakteuren, d. h. den Anlagenbetreibern sowie ggf. bei von diesen mit der Vermarktung beauftragten Unternehmen, als auch auf behördlicher Seite (laufende Prämienberechnung und -vergütung). Über die Transaktionskosten im Staatssektor liegen bislang keine verlässlichen Daten vor. In Bezug auf die Handlingkosten der Produzenten zur Nutzung der Direktvermarktung werden bereits jetzt Mitnahmeeffekte beklagt, d. h. ein Überschießen der Managementprämie über die tatsächlichen erzeugerseitigen Transaktionskosten der Direktvermarktung (Fichtner 2012a; Fichtner 2012b). Entsprechend wurden bereits Forderungen nach kurzfristigen Anpassungen der Managementprämie laut (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 2012; IZES 2012). Auch Fraunhofer-ISI et al. (2012) stellen Anpassungsbedarf bei der Managementprämie fest, da Profilservicekosten der ÜNB für die Einbindung fluktuierender EE, welche die Grundlage für die Parametrisierung des Marktprämienmodells bilden, deutlich niedriger ausfallen, als ursprünglich erwartet. Entsprechend wird für 2013 eine Absenkung der Managementprämie für Wind und Photovoltaik auf 0,7 ct/kWh empfohlen, sofern Anlagen steuerbar sind, bzw. auf 0,65 ct/kWh für nicht-steuerbare Anlagen (Fraunhofer-ISI et al. 2012).⁸ Erwartete Einsparungen für die EEG-Umlage belaufen sich auf 160 Mio.

⁸ Ein Verordnungsentwurf des BMU greift diese Vorschläge mit leichten Anpassungen auf (Absenkung der Managementprämie auf 0,60 ct/kWh 2013 für nicht-fernsteuerbare Anlagen mit Degression auf 0,45 ct/kWh

€ 2013, die durch den degressiven Verlauf der Managementprämie bis 2015 auf über 200 Mio. € ansteigen sollen (Fraunhofer-ISI et al. 2012).

Ein weiterer relevanter Mitnahmeeffekt, der durch diese Anpassung noch nicht adressiert wird, besteht jedoch darin, dass Anlagenbetreiber die Brutto-Marktprämie aufgrund hoher Managementprämienätze in Anspruch nehmen, ohne zunächst ihr Einspeiseverhalten signifikant zu verändern (IZES 2012). Aufgrund der stark degressiven Gestaltung der Managementprämie haben Betreiber einen Anreiz, mittelfristig wieder in die Einspeisevergütung zu wechseln, so dass in diesen Fällen die Nachhaltigkeit einer Markt- und Systemintegrationswirkung zweifelhaft ist (IZES 2012). Dieser Effekt ist problematisch, lässt sich vermutlich jedoch schwer umgehen, da das Marktprämienmodell Anlagenbetreibern zumindest in den Anfangsjahren zusätzliche Einkünfte gegenüber der Einspeisevergütung ermöglichen muss, um einen Wechsel des Vertriebskanals überhaupt lohnenswert zu machen (Abschnitt 2).

Da Mehrkosten des MPM im Vergleich zur EEG-Einspeisevergütung primär durch die Managementprämie verursacht werden (vgl. BMU 2011; Sensfuß u. Ragwitz 2009; siehe auch Abschnitt 2), lässt sich anhand der in Abb. 3 dargestellten Strommengen eine Abschätzung ihrer Größenordnung vornehmen (siehe Tab. 4). Zwischen Januar und Juli fielen demnach durch die Managementprämie schätzungsweise 228 Mio. € an Kosten an, die vorwiegend (zu 89%) durch die Inanspruchnahme des MPM durch Onshore-Windenergie verursacht wurden; auf Bioenergie entfielen knapp 6% der Kosten (Tab. 4). Für das gesamte Jahr werden inzwischen Mehrkosten von 400-500 Mio. € erwartet, was sich in einer Erhöhung der EEG-Umlage um ca. 0,1 ct/kWh niederschlägt (Nick-Leptin 2012; Hummel 2012). Aufgrund der starken Inanspruchnahme des MPM fallen Mehrkosten somit deutlich höher aus als der ursprünglich geschätzte Betrag von 200 Mio. €/Jahr (Nick-Leptin 2012; Sensfuß u. Ragwitz 2009).

Tab. 4 Schätzung der durch die Managementprämie verursachte Kosten (Januar-Juli 2012 in €)

Energie-träger	Jan.	Feb.	März	April	Mai	Juni	Juli	Summe [€]
Wasserkraft	427.248	425.580	546.924	497.826	450.300	344.568	302.937	2.995.383
Gase (Deponie-, Klär und Grubengas)	47.838	24.738	27.132	26.220	29.274	28.980	26.418	210.600
Biomasse	1.458.279	1.484.496	1.738.260	1.852.845	2.104.704	2.170.995	2.378.754	13.188.333
Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0
Windenergie onshore	33.146.376	34.390.656	38.294.532	25.907.136	23.673.108	22.906.368	25.123.824	203.442.000
Windenergie offshore	196.992	462.672	501.144	725.928	685.056	702.576	740.784	4.015.152
Solarenergie	16.209	40.146	158.088	305.155	645.512	1.242.570	1.802.430	4.210.111
Summe [€]	35.292.942	36.828.288	41.266.080	29.315.110	27.587.954	27.396.057	30.375.147	228.061.579

Anm.: Berechnungsgrundlage sind die für 2012 gültigen Managementprämiensätze (EEG 2012 Anlage 4, Nr. 2.1 ff.), sowie Schätzungen der Strommengen, die durch das MPM vergütet wurden (basierend auf der monatlich am MPM teilnehmenden, installierten Leistung (EEG-KWK 2012a) und monatsgenau prognostizierten, durchschnittlichen Volllaststunden für 2012 (IE Leipzig 2011) – vgl. Abb. 3)

Quellen: Eigene Berechnungen nach EEG-KWK-G 2012a; IE Leipzig 2011; EEG 2012 Anlage 4 Nr. 2.1 ff.

In Rahmen einer umfassenden Bewertung müsste außerdem der langfristige Ertrag durch die Vorbereitung und Anbahnung eines späteren Systemwechsels berücksichtigt werden. Es erscheint allerdings zweifelhaft, ob durch das Marktprämienmodell gesammelte Markterfahrungen und entsprechende Lerneffekte die Mehrkosten des Instruments rechtfertigen können (Consentec u. R2B Energy Consulting 2010; IZES 2012). Wird der Sinn des MPM darin begriffen, EE-Anlagenbetreiber langfristig an den Markt heranzuführen, so liegt dem zudem die Hypothese zugrunde, dass eine rechtzeitige Steigerung des Anteils EE in der Direktvermarktung spätere Kosten eines Systemwechsels erübrigt oder vermindert. Dabei demonstriert doch gerade die rasche gegenwärtige Marktdurchdringung des Marktprämienmodells (vgl. Abschnitt 3.1) eindrucksvoll, dass Anlagenbetreiber sehr schnell auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren und in kurzer Zeit von der Einspeisevergütung zu einer intensiven Beschäftigung mit Marktdaten und Vermarktungswegen übergehen können (Kopp et al. 2012). Der Nutzen einer graduellen Vorab-Gewöhnung an marktliche Vertriebs-Institutionen erscheint daher sehr zweifelhaft. Einer besonderen „Gewöhnung“ bedarf es daher angesichts der offenbar funktionierenden marktlichen Institutionen-Emergenz bei veränderten Rahmenbedingungen wohl gerade nicht.

Ad 2: Als der Hauptnutzen des Marktprämienmodells wird im Entwurf des EEG-Erfahrungsberichts 2011 die Schaffung von „mehr Flexibilität im Gesamtsystem“ (BMU 2011, S. 15) genannt, welche zu sinkenden Systemkosten führen soll. Für eine differenzierte und vollständige Bewertung der Kosten- und Nutzen-Bilanz des MPM ist daher die Frage, welche Effizienzgewinne im System durch eine bedarfsgerechte Einspeisung (z. B. durch geringere Netzstabilisierungskosten) tatsächlich realisiert werden konnten, von zentraler Bedeutung. Daten hierzu liegen allerdings ein halbes Jahr nach der

Einführung des Instruments noch nicht vor. Vor allem wäre zu untersuchen, inwieweit die Einschätzung von Consentec und R2B Energy Consulting (2010) zutrifft, dass der Nutzen, der sich aus dem MPM ergibt, primär auf regelbare EE zurückzuführen ist, während für fluktuierende EE Mitnahmeeffekte überwiegen (Abschnitt 2). Angesichts der als gering einzuschätzenden Effektivität des MPM, fluktuierende EE zu einem bedarfsgerechteren Einspeiseverhalten zu bewegen (Abschnitt 3.2.3), und hoher Zusatzkosten erscheint es zumindest sehr fraglich, dass der Einbezug von Wind- und Solarenergie zu einer signifikanten Absenkung von Netzstabilisierungs- und Regelkosten beitragen kann (dazu auch Hummel 2012).

Ad 1: Eine Reduktion von Erzeugungskosten im Energieträgermix durch das MPM ist nicht beabsichtigt. Bemessungsgrundlage der Netto-Marktprämie bleibt der EEG-Einspeisevergütungssatz, den eine Anlage alternativ in Anspruch nehmen könnte. Entscheidungen zwischen verschiedenen Energieerzeugungsalternativen werden demnach weiterhin durch staatlich gesetzte Anreize gelenkt – eine stärkere Marktkomponente in der Technologiewahl wäre angesichts der noch mangelnden Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien auch nicht zielführend. Der Beitrag zur Marktintegration i. e. S. kann daher in der Effizienzbewertung vernachlässigt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Effizienz der EE-Förderung durch das MPM nicht grundlegend verbessert wird – zumindest kurzfristig steigen die Förderkosten durch die Managementprämie sogar an, was sich in einer Erhöhung der EEG-Umlage niederschlägt (BMU 2011; Consentec u. R2B Energy Consulting 2010). Auch mittelfristig lässt sich keine strukturelle Verringerung der Förderkosten im Rahmen der EEG-Umlage durch das MPM erwarten (vgl. BMU 2011; Fraunhofer ISI, Votum IZES, S. 150).⁹ Im EEG-Wälzungsmechanismus werden einspeisevergütete Strommengen von den ÜNB in den Markt gebracht, so dass sowohl hier als auch im Falle des MPM die EEG-Umlage zum Ausgleich der Differenz zwischen EEG-Fördersatz und Markterlösen dient. Um durch die Netto-Marktprämie langfristig eine Senkung der Förderausgaben zu realisieren, müssten dementsprechend die gewichteten Marktpreismittelwerte in der Formel zur Berechnung der Brutto-Marktprämie (Abschnitt 2) höher ausfallen als Preise, die ÜNB bei der Vermarktung von EEG-Strom am Spotmarkt der Strombörse erzielen (vgl. Bundesnetzagentur 2010). Inwiefern dies der Fall sein kann, hängt auch davon ab, ob im Rahmen einer Anpassung der AusglMechV die Rahmenbedingungen für eine ökonomisch optimierte Vermarktung von EEG-Strommengen verbessert werden (vgl. § 64c EEG 2012). Eine abschließende Effizienzbewertung verkürzt sich also darauf, ob die durch eine bedarfsgerechtere Einspeisung erzielten Einsparungen im Gesamtsystem die zur Administrierung des Marktprämienmodells erforderlichen Zusatzkosten, welche vornehmlich durch die Managementprämie verursacht werden, rechtfertigen können. Während für regelbare EE eine umfassendere, auf empirische Daten gestützte Bewertung notwendig ist, zeichnet sich für fluktuierende EE bereits ab, dass dies nicht der Fall ist. Angesichts des hohen Anteils von volatilen EE an den Zusatzkosten des MPM (insgesamt ca. 93% für On- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik (vgl. Tab. 4)), ist eine erneute Bewertung ihres Einbezugs in das MPM dringlich. So wurde im wissenschaftlichen Begleitvorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 argumentiert, dass „ein Ausschluss von Wind und PV für ein Prämienmodell nur dann sinnvoll ist, wenn die erwarteten Zusatzkosten den [...] Nutzen übersteigen“ (Fraunhofer-ISI et al. 2011, S. 148). Anhand erster Kostenerfahrungen wäre das Vorliegen dieses Ausschlusskriterium empirisch näher zu überprüfen.

⁹ Das MPM könnte allenfalls langfristig eine Verringerung der EEG-Umlage bewirken, wenn mehr umlagenrelevante Transaktionskosten auf Seiten der ÜNB eingespart werden könnten (z. B. durch geringere Strommengen im EEG-Wälzungsmechanismus, und geringere Kosten für Ausgleichs- und Reserveenergie), als Mehrkosten im Rahmen der (degressiven) Managementprämie anfielen (vgl. Consentec u. R2B Energy Consulting).

4. Zusammenfassende Bewertung

4.1 Das Marktprämienmodell des EEG 2012

Wie gezeigt wurde, erscheint es sinnvoll, die ökonomischen Zielstellungen eines Marktprämienmodells genauer zu unterscheiden nach einer Marktintegration i. e. S. (grundsätzliche Ausrichtung der Erzeugung an einer zeitdurchschnittlichen Marktbewertung), einer Systemintegration (Teilnahme an der Regelung zur Netzstabilisierung, d. h. Relevanz kurzfristiger Spotpreise für die Erlössituation) sowie schließlich der Nutzung der Direktvermarktung als Vertriebsweg. Letztere ist volkswirtschaftlich kein Selbstzweck, sondern soll gerade die beiden ersten Ziele ermöglichen und unterstützen.

Der aktuelle Befund zum Marktprämienmodell im EEG 2012 ist vor diesem Hintergrund gespalten: 1. Eine Marktintegration i. e. S. ist überhaupt nicht Ziel des lediglich optionalen Marktprämienmodells. Dies ist auch überzeugend, da eine Erhöhung des allgemeinen Preisrisikos für EE, die noch nicht die Netzparität erreicht haben, einen erheblichen Anstieg des Investitionsrisikos nach sich ziehen und das Erreichen ambitionierter Ausbauziele somit in Frage stellen würde.

2. Der Wechselanreiz zur Direktvermarktung wird insbesondere über eine kompensatorisch gedachte Managementprämie angesteuert; dies kann als wirksam gelten, doch ergeben sich hohe Mitnahmeeffekte durch zu großzügige Bemessung sowie Irritationspotenziale durch die entsprechende Notwendigkeit rascher politischer Korrekturingriffe. Gleichzeitig steigen die Förderkosten für EE zumindest kurzfristig an, ohne dass mittelfristig eine signifikante Verringerung der EEG-Umlage durch das Instrument erwartet werden kann. Tatsächlich besteht die Gefahr mangelnder Nachhaltigkeit, da die Anreize zur Teilnahme am Marktprämienmodell faktisch von den Mitnahmeeffekten wesentlich getragen werden. Der Versuch, diese zu begrenzen, würde in einer stark verringerten Attraktivität dieser Direktvermarktungsform resultieren, so dass sich ein Trade-off zwischen Effektivität und Effizienz (Reduzierung der Mitnahmeeffekte) ergibt. Da die Nutzung der Direktvermarktung kein Selbstzweck ist, stellt sich die Frage des weitergehenden Ertrages, der sich aus einer langfristigen Gewöhnung und „Heranführung“ an den Markt ergeben könnte. Dieser ist jedoch eher als gering einzustufen, da der Markt offenbar ausreichend schnell entsprechende Institutionen bereitstellt, so dass ein langfristiger Lernprozess gar nicht nötig ist. Märkte und Marktakteure reagieren „sofort“ auf neue Rahmenbedingungen (vgl. Kopp et al. 2012), also auch später, wenn tatsächlich die Marktreife durch Netzparität eingetreten sein wird.

3. Die Systemintegration wird im Modell angestrebt und kann über den Marktprämien-Mechanismus sogar tatsächlich angesteuert werden: Wer sich im Interesse der Netzstabilität in seinem Einspeiseverhalten anhand kurzfristiger Preissignale bewegt, macht einen Überschuss gegenüber dem EEG-Vergütungsmodell. Für eine signifikante Flexibilisierung der Einspeisung, die über eine ökonomisch plausible Reaktion auf extreme Negativpreisereignisse in wenigen Stunden des Jahres hinausgeht, reichen die durch das MPM gesetzten Anreize jedoch nicht aus. Für notwendige Investitionen in Speicher und flexible Anlagenauslegungen ist die Konstruktion mangels Anreizstärke überdies irrelevant, so dass ein bedeutender Beitrag zur Lösung des dringlichen Problems der Systemintegration EE nicht zu erwarten ist. Dabei wäre weiterhin zu untersuchen, inwieweit das Marktprämienmodell zu einer Abwanderung von Kapazitäten aus dem Grünstromprivileg führt, und in welchem Umfang sich hier ggf. ergebende Verbesserungen der Systemintegration verdrängt werden (Hummel 2012).

Das Marktprämienmodell des EEG 2012 erscheint daher insgesamt in dieser Form nicht aussichtsreich: Die Anliegen der Marktintegration und Systemintegration sind instrumentell so nicht wirksam und auch nicht effizient zu untersetzen. Man erzielt unter Inkaufnahme zusätzlicher Transaktionskosten „vor der Zeit“ eine im Wesentlichen über Mitnahmeeffekte getriebene

Verlagerung auf die Direktvermarktung, ohne eine nennenswerte Veränderung des Einspeiseverhaltens erwarten zu können. Einzig für regelbare EE-Anlagen, die ohne weitere Zusatzkosten auf ein flexibles Lastmanagement umgestellt werden können, sowie für Biogas in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie mag das MPM wirksame Anreize setzen; dies bleibt empirisch zu überprüfen. Für fluktuierende EE, die über hohe Managementprämiensätze für einen Großteil der Zusatzkosten verantwortlich sind, überwiegen klar die Mitnahmeeffekte. Eine „Vorab-Gewöhnung“ an Marktvertriebswege erscheint überflüssig und scheidet daher als relevanter „längerfristiger Ertrag“ des Modells aus. Eher besteht die Gefahr weiterer politischer Desorientierungskosten im Zuge von kurzfristig unvermeidlichen Korrekturingriffen.

Eine genuine Marktintegration i. e. S., d. h. die Steuerung der EE-Produktion über Marktpreise, ist mangels Netzparität zu Recht noch gar nicht beabsichtigt. Die gerade deshalb gewählte Parallelität beider Regime und die Referenz des MPM auf die EEG-Vergütungssätze unterminieren wiederum flächendeckende Anreize bei der Netzstabilisierung im Sinne eines freiwilligen, marktgetriebenen Einspeisemanagements. Die wohlwollende Einschätzung von Wustlich u. Müller (2011, S. 395), wonach die durch das Marktprämienmodell vorgenommene Erweiterung der Direktvermarktung im EEG 2012 als ein „systematischer Wendepunkt der Förderung erneuerbarer Energien“ anmute, erscheint daher wohl zu optimistisch.

4.2 Die instrumentellen Alternativen zur Markt- und Systemintegration

Damit rücken abschließend die instrumentellen Alternativen ins Blickfeld, um Markt- und Systemintegration zu katalysieren, namentlich 1. alternative Designmöglichkeiten eines Prämien-systems, 2. ordnungsrechtliche Eingriffe und 3. grundsätzliche Änderungen des Strommarktdesigns.

Ad 1: Die Ausgestaltung des Marktprämienmodells im deutschen EEG 2012 stellt nur ein denkbares Konzept dar; abweichende Varianten wurden in anderen EU-Ländern implementiert (Eclareon u. Öko-Institut 2012; Winkler u. Altmann 2012). Ein Modell mit höherem Preisrisiko und höheren Anreizen für eine Flexibilisierung der Erzeugung stellt z. B. die „Cap and Floor“-Prämie in Spanien dar: Hier erhalten Anbieter bei sehr niedrigen Marktpreisen mindestens einen Floor-Preis, bei Preisen zwischen Floor und Cap den Marktpreis zusätzlich einer fixen Prämie, und bei Preisen jenseits des Cap keine Prämie. Einem noch größeren Preisrisiko werden Anbieter durch fixe Prämien ausgesetzt, die nicht an den Marktpreis angepasst werden (z. B. in Estland und in Dänemark für private Onshore-Windparks) (Eclareon u. Öko-Institut 2012). In beiden Modellen spielt die Marktintegration i. e. S. eine stärkere Rolle als im deutschen MPM, da EE einem stärkeren Preisrisiko ausgesetzt werden. Der grundsätzliche Trade-off zwischen der Schaffung von Investitionsanreizen durch Planungssicherheit auf der einen und der Setzung von Anreizen, auf Marktpreissignale zu reagieren, auf der anderen Seite bleibt allerdings bestehen (Winkler und Altmann 2012).

Eine weitere, weniger umfassende Änderung des Designs bestünde in einer Beschränkung des MPM auf regelbare Energien unter Beibehaltung des gegenwärtigen Berechnungsprinzips (Consentec u. R2B Energy Consulting 2010; Hummel 2012). Ein solche Variante könnte einen Großteil des Nutzens des jetzigen Modells abdecken, während Kosten signifikant gesenkt würden (Consentec u. R2B Energy Consulting 2010). Allerdings würde ein solches Instrument Anreize für bedarfsgerechte Einspeisung nur für eine relativ begrenzte Teilmenge der EE-Stromerzeugung bereitstellen (regelbare EE in der Direktvermarktung). Ungelöst bliebe hingegen die dringliche Fragen, wie die Systemintegration volatiler EE verbessert werden kann, und wie Investitionen in Speicher und integrierte „smart solutions“ für das Lastmanagement (vgl. Nykamp et al. 2012) angeregt werden können. Ein auf regelbare EE beschränktes Marktprämienmodell müsste daher in jedem Fall von weiteren Instrumenten flankiert werden.

Ad 2: Eine Alternative zu Instrumenten, die auf Ebene der Anlagenbetreiber ansetzen, stellt grundsätzlich eine Verbesserung der Systemintegration von Strommengen dar, die innerhalb des EEG-Wälzungsmechanismus von den Übertragungsnetzbetreibern an den Markt gebracht werden. Hier könnte ein deutlich größerer Teil der EE-Erzeugung erfasst werden (Nestle 2011; Winkler und Altmann 2012; vgl. Abb. 3 und 4), zumal ÜNB bereits mit kontinuierlich verfügbarem Personal für die Börsenvermarktung ausgestattet sind und so kurzfristig auf Markt- und Laständerungen reagieren können (Möhrle et al. 2012). Auch ist der Ausgleich von Bilanzkreissalden hier großräumig möglich (Möhrle et al. 2012), während durch eine Kombination von Investitionen in Netzausbau und Speicherlösungen sowie Nachfragemanagementmaßnahmen Effizienzvorteile realisiert werden können (Nykamp et al. 2012). Hierfür ist allerdings eine Veränderung der ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen notwendig, da ÜNB stärkere Zugriffsmöglichkeiten auf Netze, Lastmanagement und Erzeugungskapazitäten benötigen würden (Brandstätt et al. 2011). Zum einen wäre es nötig, Voraussetzungen für eine verbesserte Prognosequalität auf ÜNB-Ebene zu schaffen: derzeit haben ÜNB keine rechtliche Grundlage, um z. B. individuelle Windparkdaten im Echtzeitbetrieb zu erfassen oder einzusehen (Möhrle et al. 2012). Doch auch eine Reform der Anreizregulierung wäre vonnöten, um Investitionen in „smart solutions“ und Speicherkapazitäten zu ermöglichen – gegenwärtig haben ÜNB eher den Anreiz, Investitionen generell soweit wie möglich zu vermeiden, soweit sie nicht im Rahmen der Netzerweiterungspflicht zum Anschluss neuer EE-Anlagen (§ 9 EEG 2012) dazu gezwungen werden (Nykamp et al. 2012). Weitere Ansatzpunkte wären z. B. Regelungen bezüglich freiwilliger Abregelungsvereinbarungen (Brandstätt et al. 2011) oder die Herstellung einer höheren Systemverantwortung für EE-Anlagen, indem der Einspeisevorrang für EE dahingehend angepasst würde, dass ÜNB EE-Anlagen (gegen Entschädigung) herunterregeln dürften, sobald Marktpreise unter die Produktionskosten fallen (Andor et al. 2010).

Ad 3: Ein weiterer Kritikpunkt am Marktprämienmodell, der unabhängig von der Designausgestaltung Gültigkeit besitzt, besteht darin, dass grundsätzliche Schwierigkeiten des gegenwärtigen Strommarktdesigns zur Integration EE bestehen: So könnte das auf Grenzkosten basierende Energy Only-Strommarktdesign selbst ungeeignet sein, um EE in großem Umfang zu integrieren (EWI 2012; Kopp et al. 2012; Matthes 2012; Winkler u. Altmann 2012; Nestle 2011): Je höher der Anteil EE ist, die mit Grenzkosten nahe Null in den Markt treten, desto geringere Preise werden von allen Marktteilnehmern erzielt. Als Resultat sinken die Marktanreize für Investitionen in erneuerbare Energien, aber auch Neubau und Betrieb konventioneller Kapazitäten werden weniger rentabel (Cramton u. Ockenfels 2012; Matthes 2012; Joskow 2006); so rechnen sich insbesondere Investitionen in flexible Gaskraftwerke, die nur wenige Stunden zum Ausgleich von Spitzenlast benötigt werden, nicht mehr (vgl. Matthes 2012). Mögliche Lösungen bestünden in einer grundsätzlichen Umgestaltung des Strommarktdesigns, oder der Einführung von Kapazitätsmärkten, um Energy Only-Märkte zu ergänzen (Winkler u. Altmann 2012). Allerdings sind diese Optionen alle mit eigenen Unsicherheiten und Problemen behaftet, so dass noch erheblicher Forschungsbedarf besteht (Winkler u. Altmann 2012; zu den Vor- und Nachteilen von Kapazitätsmärkten siehe auch Herrmann u. Ecke 2012; Kopp et al. 2012). Aus der Diskussion um Anpassungen des Strommarktdesigns und Kapazitätsmärkte, auf denen sich auch EE-Anlagen und Speicher neue Einkommensmöglichkeiten erschließen könnten, ergibt sich jedoch die Frage, ob eine Heranführung einzelner Betreiber an den Markt tatsächlich dringlich ist, solange die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns noch nicht geklärt ist. Anpassungen des gegenwärtigen Förderungsregimes erhöhen ggf. nur die Komplexität und könnten so einen späteren Systemwechsel erschweren (Winkler u. Altmann 2012).

5. Fazit

Vor dem Hintergrund der hier erfolgten Analyse dürfte es sich empfehlen, das Marktprämienmodell in seiner jetzigen Form zu beenden. Maßgeblich hierfür sind die in ihrer konkreten Höhe kaum bezifferbaren, aber absehbaren Mehrkosten (insbesondere Transaktionskosten), eine unzureichende Effektivität mit Blick auf eine verbesserte Systemintegration der EE durch Änderungen im Einspeiseverhalten sowie schließlich einer nicht gewährleistete Nachhaltigkeit der ausgelösten Bewegungen hin zur Direktvermarktung. Auch einer „Vorab-Gewöhnung“ an marktliche Vertriebswege vor der eigentlichen Netzparität bedarf es wohl gerade nicht. Speziell bei fluktuierenden Energieträgern verfehlt das Marktprämienmodell seine selbstgesteckten Ziele der Systemintegration und bietet zu hohen Zusatzkosten zweifelhafte Mehrwerte im Bereich der verstärkten Nutzung der Direktvermarktung ohne substantielle ökonomische Effizienzverbesserungen.

Die Befürchtung, dass ein vorzeitiges „Aus“ für das Marktprämienmodell u. U. ein „Mehr“ an politischer Unsicherheit bedeuten könnte, sollte eine konsequente Korrektur klarer Fehlentwicklungen nicht behindern – tatsächlich ist eine Verunsicherung der Marktakteure anhand der anhaltenden Debatte über das MPM, sowie die absehbare Notwendigkeit weiterer kurzfristiger Anpassungen der Managementprämie ohnehin bereits eingetreten. Vielmehr werden Konzepte benötigt, in denen das Gesamtsystem die Systemintegrationsleistung übernimmt: Neben Signalen für bedarfsgerechte Erzeugung bedarf es insbesondere auch Anreize für Speicher, Energieeffizienz und ein Nachfragemanagement. Ein Marktprämienmodell für regelbare EE kann ein Bestandteil eines solchen Gesamtkonzepts sein, soweit die Möglichkeit, Zusatzgewinne durch Einspeisung in Hochpreiszeiten zu erzielen, Anreize für eine bedarfsgerechte Einspeisung erzeugt. Eine Ergänzung durch andere Maßnahmen in den genannten Bereichen ist jedoch zwingend nötig. In Bezug auf fluktuierende Energien erscheint es vorteilhafter, eine Systemintegration fürs Erste auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber voranzutreiben; insbesondere ist es effizienter, Speicherinvestitionen eher auf Systemebene als auf Ebene einzelner Anlagenbetreiber zu fördern (vgl. Matthes 2012; Gatzert u. Riechmann 2011; Nestle 2011), da hier nicht nur Größenvorteile genutzt werden können, sondern auch eine Optimierung zwischen Netzausbau, Speicherinvestitionen und Nachfragemanagement im Rahmen von „smart solutions“ möglich ist (vgl. Nykamp et al. 2012). Eine Marktintegration der EE i. e. S. ist hingegen nicht sinnvoll, solange keine Netzparität erreicht ist und Unsicherheit besteht, ob das gegenwärtige Strommarktdesign überhaupt zukunftsfähig ist. Um eine Verunsicherung bezüglich politischer Rahmenbedingungen gering zu halten, ist eine frühzeitige, transparente Diskussion grundlegender Alternativen notwendig, sowie die Entwicklung von Konzepten, die alle systemrelevanten Bestandteile des Strommarktes in den Blick nehmen.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz 2012. Maßnahmen und Anpassungen in Wahrnehmung der Systemverantwortung. Online: <http://www.50hertz.com/de/157.htm> [Stand: 02.08.2012].
- 50Hertz, Amprion, EnBW u. TenneT 2011. Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB (Stand 14. Oktober 2011). EEG-KWK-G. Online: http://www.eeg-kwk.net/de/file/111014_Prognose_EEG-Umlage-2012_final.pdf [Stand 07.08.2012].
- Andor, M. et al. 2010. Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 34 (2), 91-99.
- AusglMechAV 2010. Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung) vom

22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), zuletzt geändert durch die Verordnung zur Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1946).
- BMU 2012a. Erneuerbare Energien in Zahlen. Internet-Update ausgewählter Daten. Stand: Januar 2012. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin. Online: http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/datenservice/ee_in_zahlen/doc/2720.php [Stand 02.08.2012].
- BMU 2012b. Referentenentwurf zur Managementprämienverordnung. Online: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/referentenentwurf_managementpraemie.pdf [Stand 02.08.2012].
- BMU 2011. Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht, Stand 3.5.2011). Berlin, BMU. Online: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47342.php [Stand 19.07.2012].
- BMWi u. BMU 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.
- Borggreve, F. u. Nüßler, A., 2009. Auswirkungen fluktuierender Windverstromung auf Strommärkte und Übertragungsnetze. *uwf - UmweltWirtschaftsForum* 17, 333-343.
- Brandstätt, C., Brunekreeft, G. u. Jahnke, K. 2011. How to deal with negative power price spikes? Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind. *Energy Policy*, 39 (6), 3732-3740.
- Breuer, D. 2012. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung von »Grünstrom« nach dem EEG 2012. *VersorgungWirtschaft*, 04/2012, 89-94.
- Bundesnetzagentur 2012. Übersicht über die Beschlüsse der BK6. Online: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK6/Beschluesse_der_BK6/Beschluesse_BK6_node.html (Stand 08.08.2012).
- Bundesnetzagentur 2010. Hintergrundinformationen zur Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV): Der EEG-Wälzungsmechanismus. Online: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/AusgleichsmechanismusAusfVerordg/HintergrundWaelzungsmechanismuspdf.html [Stand 02.08.2012]
- Bundesregierung 2011. Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 65 EEG vorzulegen dem Deutschen Bundestag durch die Bundesregierung. Berlin. Online: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47476.php [Stand 19.07.2012].
- BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 2012. Anpassung der Marktprämie – Mitnahmeeffekte streichen. Berlin, Deutscher Bundestag, Drucksache 17/9409. Online: <http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP17/443/44376.html> [Stand 19.07.2012].
- Consentec et al. 2011. Optimierung und Umstrukturierung der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien (Projekt I C 4 – 51/10). Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Aachen/Köln/Mannheim, Consentec, R2B, FGH. Online: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=457824.html?view=renderPrint> [Stand 19.07.2012].
- Consentec u. R2B Energy Consulting 2010. Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Köln/Aachen, R2B,

- Consentec. Online: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=350692.html?view=renderPrint> [Stand 19.07.2012].
- Cramton, P. u. Ockenfels, A. 2012. Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, 113-134.
- Dietrich, L. u. Ahnsehl, S. 2012. Förderung der Energiespeicherung nach der Energiewende – ein Update. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62 (1/2), 135-138.
- Eclareon u. Öko-Institut 2012. Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION. Final report for DG Energy. Berlin/Freiburg, Eclareon, Öko-Institut. Online: http://www.eclareon.eu/sites/default/files/res_integration_final_report.pdf [Stand 19.07.2012].
- EEG 2012. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012). Online: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf [Stand 04/07/2012].
- EEG/KWK-G 2012a. Informationen zum Umfang der Direktvermarktung nach § 17 EEG [Online]. EEG/KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Online: <http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm> [Stand 19.07.2012].
- EEG/KWK-G 2012b. Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Vermarktungsmengen. Stand: 01.07.2012. Online: http://www.eeg-kwk.net/de/file/20120703_Vermarktungsmengen_Prg-7_Abs-1_Nr-2.pdf [Stand 19.07.2012].
- EnWG 2012. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Online: http://www.clearingstelle-eeg.de/files/EnWG_2011_juris_120116.pdf [Stand 08.08.2012].
- EPEX Spot 2012. EPEX SPOT SE Marktdaten Auktionshandel. European Power Exchange, Paris/Leipzig. Online: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel> [Stand 09.08.2012].
- Erdmann, G. 2012. Jüngste Trends im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62 (3), 47-50.
- EWI 2012. Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Köln, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Online: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/laufend/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf [Stand 19.07.2012].
- Fichtner, N. 2012a. Erneuerbare Energie: Regierung halbiert Geldgeschenk für Ökostrom. *Financial Times Deutschland Online*, 27.06.2012. Online: <http://www.ftd.de/politik/deutschland/:erneuerbare-energie-regierung-halbiert-geldgeschenk-fuer-oekostrom/70055807.html> [Stand 19.07.2012].
- Fichtner, N. 2012b. Ökostrombranche: Geld zu verschenken! *Financial Times Deutschland Online*, 02.02.2012. Online: <http://www.ftd.de/unternehmen/industrie/:oekostrombranche-geld-zu-verschenken/60163177.html> [Stand 19.07.2012].
- Fraunhofer-ISI et al. 2012. Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen. Kurzgutachten im Rahmen des Projektes „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Online: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kurzgutachten_marktpraemienmodell.pdf [Stand 02.08.2012].

- Fraunhofer-ISI et al. 2011. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Endbericht. Karlsruhe, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).
- Fraunhofer-IWES et al. 2011. Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Bericht zum Projekt „Weiterentwicklung und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des Integrations-Bonus nach § 64 Abs. 1.6 EEG“ im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Kassel/Bremerhaven, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Online: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47859.php [Stand 03.08.2012].
- Fraunhofer-IWES, Deutsches BiomasseForschungsZentrum u. Fachverband Biogas e.V. 2010. Die Rolle des Stromes aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen. Kurzfassung. Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Hanau, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Online: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-P/publication/WertBiogas/Die_Rolle_des_Biogasstroms_in_zukuenftigen_Energieversorgungsstrukturen-Kurzfassung.pdf [Stand 03.08.2012]
- Gatzen, C. u. Riechmann, C. 2011. Stationäre Stromspeicher – zukünftiger Nischenmarkt oder Milliardengeschäft? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (3), 20-23.
- Herrmann, N. u. Ecke, J. 2012. Gewinner und Verlierer eines Kapazitätsmarktes – Verteilungswirkungen eines neuen Strommarktdesigns. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62 (1/2), 28-33.
- Hummel, O. 2012. Direktvermarktung über das Grünstromprivileg – ein wirksamer Beitrag zur Systemintegration. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62 (8), 49-51.
- IE Leipzig 2011. Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2012. Leipzig, Leipziger Institut für Energie GmbH. Online: <http://www.eeg-kwk.net/de/file/IE-EEG-Jahresprognose2012-Internet-end.pdf> [Stand 07.08.2012].
- IZES 2012. Eruiierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage. Kurzgutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion B90/Die Grünen. Berlin, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES). Online: http://www.izes.de/cms/upload/pdf/20120123_Absenkung_EEG_Umlage.pdf [Stand 19.07.2012].
- Kopp, O., Eßer-Frey, A. u. Engelhorn, T., 2012. Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, online first, doi: 10.1007/s12398-012-0088-y.
- Lehnert, W. 2012. Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012. *Zeitschrift für Umweltrecht*, 23 (1), 4-17.
- Matthes, F. C. 2012. Der regulatorische Rahmen für die Energiewende. Stellungnahme zur Anhörung der Kommission zur Parlamentarischen Begleitung der Energiewende in Bayern des Bayerischen Landtags am 7. Mai 2012. Berlin, Öko-Institut. Online: <http://www.oeko.de/oekodoc/1472/2012-049-de.pdf> [Stand 19.07.2012].
- Möhrlen, C., Pahlow, M. u. Jørgensen, J. U. 2012. Untersuchung verschiedener Handelsstrategien für Wind- und Solarenergie unter Berücksichtigung der EEG 2012 Novellierung. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36(1), 9-25.
- Naumann, D. u. Hahn, C. 2012. Erneuerbare Energien zwischen Einspeisevergütung und Systemintegration. *NJW*, 12/2012, 818-819.
- Nestle, U. 2011. Gleitende Marktprämie im EEG: Chance oder Risiko für die Erneuerbaren? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (3), 14-19.

- Netzentwicklungsplan 2012. Übertragungsnetzbetreiber. Online: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/%C3%BCbertragungsnetzbetreiber> [Stand 03.08.2012].
- Neubarth, J. 2011. Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (8), 8-13.
- Nick-Leptin, J. 2012. EE Direktvermarktung: Bestandsaufnahme und Entwicklungsperspektiven. Präsentation Berliner Energietage, 25.05.2012. Berlin, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Online: http://www.energieverein.org/docs/201205/01_Nick-Leptin_Vortrag_Berliner_Energietage.pdf [Stand 19.07.2012].
- Nicolosi, M. 2010. Wind Power Integration and Power System Flexibility-An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. *Energy Policy*, 38, 7257-7268.
- Nykamp, S., Andor, M. u. Hurink, J. L. 2012. 'Standard' incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation. *Energy Policy*, 47 (2012), 222-237
- Projektträger Jülich 2012. Energiespeicher – eine Initiative der Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sowie Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung. Online: <http://www.ptj.de/energiespeicher> [Stand 08.08.2012].
- Schumacher, H. 2012. Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement. *ZUR*, 01/2012, 17-22.
- Sensfuß, F. u. Ragwitz, M. 2011. Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Karlsruhe, Fraunhofer Institut System - und Innovationsforschung. Online: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-158218.html> [Stand 19.07.2012].
- Sensfuß, F. u. Ragwitz, M. 2009. Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 6. *Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien*. Karlsruhe, Fraunhofer-ISI.
- Statkraft 2012. EEG-Direktvermarktung 2012. Online: <http://www.statkraft.de/produkte-und-leistungen/direktvermarktung/> [Stand 02.08.2012].
- Strohe, D. 2011. Das Grünstromprivileg: Aktuelle Situation und Perspektiven. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (9), 84-87.
- TenneT 2012. Einspeisemanagement-Einsätze nach § 11 EEG. Online: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/berichte-service/einspeisemanagement-nach-par-11> [Stand 02.08.2012].
- Thrän, D. et al. 2011. DBFZ Report Nr. 4: Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung, Leipzig, Deutsches BiomasseForschungsZentrum.
- Uken, M. 2012. Das lukrative Geschäft mit der Wetterkarte. *ZEIT Online*, 03.05.2012. Online: <http://www.zeit.de/wirtschaft/unternehmen/2012-05/Energiemeteorologie> [Stand 02.08.2012].
- Valentin, F. 2012. Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom im Überblick. *Recht der Erneuerbaren Energien (REE)*, 01/2012, 11-17.
- Winkler, J. u. Altmann, M. 2012. Market Designs for a Completely Renewable Power Sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36 (2), 77-92.
- Wustlich G. u. Müller D. 2011. Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration. *Zeitschrift für Neues Energierecht*, 15 (4): 380-396.