

# Gleitende Marktprämie im EEG: Chance oder Risiko für die Erneuerbaren?

Uwe Nestle

In der Diskussion um die Fortentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist der Ruf nach einer Marktintegration nicht mehr zu überhören. Dabei wird häufig das Instrument der „gleitenden Marktprämie“ genannt, dessen Einführung die Bundesregierung laut Energiekonzept prüfen will. Wägt man das Für und Wider einer gleitenden Marktprämie ab, wird deutlich, dass sie die in ihr verankerten Ziele, wie bspw. die bedarfsgerechte Einspeisung, nicht erreicht. Sie stellt aber eine Gefahr für den weiteren zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich dar. Man sollte deshalb auf andere Werkzeuge, die die Ziele der gleitenden Marktprämie besser erfüllen, zurückgreifen.

Die Bundesregierung will den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der deutschen Stromversorgung in den kommenden zehn Jahren verdoppeln und bis 2050 auf 80 % steigern [1]. Bündnis 90/Die Grünen wollen diesen Anteil deutlich schneller erreichen und den Energieverbrauch möglichst bis 2040 vollständig auf EE umstellen – auch beim Wärmebedarf und im Verkehr [2]. Unabhängig von der gewünschten Geschwindigkeit des Ausbaus der EE muss dringend die Frage diskutiert werden, wie das konventionelle Energiesystem und die EE integriert werden können. Dies betrifft in jedem Fall die Netz- und die Systemintegration. Eine Marktintegration sollte daran orientiert werden, wie mittel- bis langfristig das Design eines Strommarktes, der sich durch einen sehr hohen EE-Anteil auszeichnet, aussehen kann und soll.

Obwohl dieses Marktdesign bislang völlig unbekannt ist, hat die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept deutlich gemacht, dass eine „zügige Heranführung“ der EE im Strombereich mit Hilfe einer „gleitenden Marktprämie“ gefördert werden soll. Mit diesem Marktprämienmodell sollen verschiedene Ziele verfolgt werden, insbesondere die bedarfsgerechte Einspeisung von erneuerbarem Strom und damit eine Netzentlastung, die Diversifizierung auf dem Strommarkt und die Senkung der Gesamtkosten des EEG [3]. Im Folgenden wird die gleitende Marktprämie kurz skizziert, um anschließend die angeführten Vorteile kritisch zu hinterfragen.

## Funktionsweise der gleitenden Marktprämie

Die zentrale Idee der gleitenden Marktprämie ist, dass Anlagenbetreiber keine feste

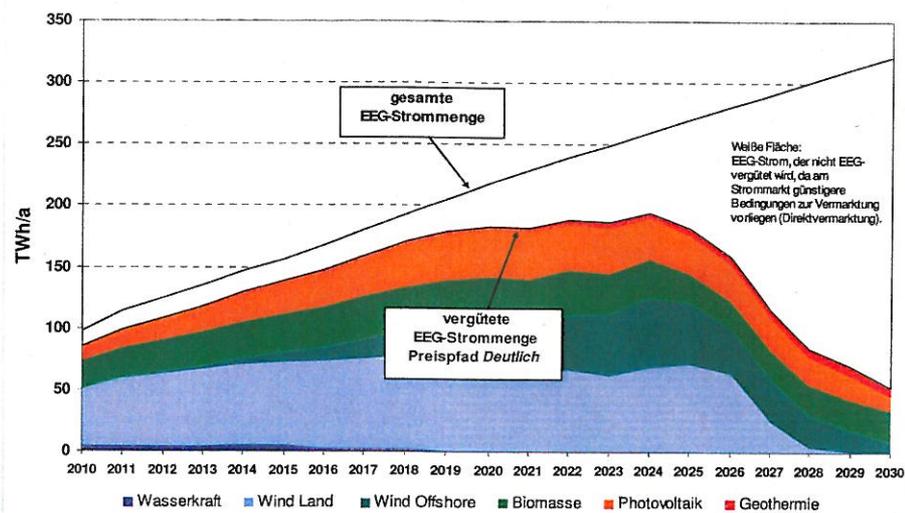


Abb. Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen nach DLR/Fhg IWES/IfnE (EE-Mengengerüst nach Leitszenario 2010) [5]

Mindestvergütung mehr erhalten. Stattdessen veräußern sie ihren Strom am Markt und erhalten zusätzlich u. a. eine gleitende Marktprämie. Basis für diese Prämie ist der EEG-Vergütungssatz jeder einzelnen Anlage. Die Differenz zwischen dem jeweiligen EEG-Vergütungssatz und dem durchschnittlichen Börsenpreis für Strom des Vormonats ergibt die Höhe der Prämie. Da die Börsenstrompreise bspw. zu Zeiten hoher Windenergieeinspeisung unterdurchschnittlich sind, wird der ermittelte Marktpreis in diesem Fall mit dem Faktor 0,85 angepasst. Das erhöht den Wert der Prämie entsprechend. Die Prämie wird „gleitend“ genannt, weil sie in Bezug auf die schwankenden Börsenpreise jeden Monat einen anderen Wert hat.

Um die zusätzlichen Kosten für die mit dem Marktprämienmodell notwendige Handelsanbindung aufzufangen, erhalten die

Betreiber ferner einen fixen Marktanbindungsbonus. Zusätzlich wird eine Profilservicekomponente ausgezahlt. Diese soll die Aufwendungen ausgleichen, die entstehen, um das bei der Stromvermarktung im Voraus festzulegende Einspeiseprofil tatsächlich herstellen zu können [3]. Mit diesen Regelungen würde das EEG insgesamt deutlich komplizierter, intransparenter und umfangreicher. Dies steht im Widerspruch zum Ziel, das Gesetz grundsätzlich zu vereinfachen.

## Stand und Entwicklung der Marktintegration erneuerbarer Energien

Im Jahr 2009 bekamen rd. 12,4 % des deutschen Stromverbrauches eine Festpreisvergütung und agierten damit außerhalb des Marktes. Rd. 3,7 % des Stromverbrauches

wurde mit EE-Anlagen produziert, die keine EEG-Förderung nutzten und damit frei am Markt agierten. Dies waren insbesondere große Wasserkraft- und diejenigen Windenergieanlagen, die ansonsten nach der zweiten, niedrigeren Vergütungsstufe vergütet worden wären [4].

Das Deutsche Institut für Luft- und Raumfahrt (DLR), das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und das Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) gehen davon aus, dass bei unveränderter Gesetzeslage bis etwa 2024 rd. 30 % des deutschen Stromverbrauchs eine EEG-Festvergütung nutzen würden – wobei bereits rd. die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs durch Erneuerbare bereitgestellt wird. Die anderen 20 Prozentpunkte des EE-Stroms würden dann bereits frei am Markt gehandelt. Nach 2024 würde bei weiter steigendem Ökostromanteil der nach EEG vergütete Anteil wieder sinken – auch wenn es keine spezifische Förderung der Marktintegration gäbe (siehe Abb.) [5]. Nicht vollständig konnte dabei allerdings berücksichtigt werden, dass der Strompreis

an der Börse schon heute bei hohen Windgeschwindigkeiten sehr niedrig, teilweise sogar negativ ist.

Genau diese Tatsache kann allerdings den Übergang von der EEG-Festpreisvergütung in den Markt erschweren – zumindest, solange das bestehende Design des deutschen Strommarktes nicht an die steigenden EE-Anteile angepasst wird. Daher wird von manchen Wissenschaftlern angenommen, dass Windenergie- und PV-Anlagen nie ohne eine mit dem EEG vergleichbare Förderung auskommen würden [6]. Vor diesem Hintergrund muss darüber nachgedacht werden, ob und ggf. wie langfristig eine vollständig auf EE basierende Stromversorgung – die notwendigerweise sehr hohe Anteile von Wind- und PV-Strom mit Grenzkosten nahe Null hätte – überhaupt in einem Marktsystem umzusetzen ist. Das gilt insbesondere für Systeme, die auf einer Grenzbetriebskostenbetrachtung basieren [7].

Unabhängig davon bleibt festzustellen, dass auch ohne Einführung einer gleitenden Marktprämie die absolute Menge von

direkt vermarktetem EE-Strom kurz- bis mittelfristig schrittweise wachsen dürfte. Die Marktintegration findet also bereits statt – wenn auch zunächst noch recht langsam. Die Marktprämie soll sie somit nicht initiieren, sondern lediglich deutlich beschleunigen.

Allerdings würde die Marktprämie eine einzelne Anlage nicht vollständig in den freien Markt entlassen, sondern weiterhin eine stabile Stütze gewähren. Das Marktrisiko ist aufgrund der Einnahmen durch die Prämie selber und die einzelnen Komponenten wie Profilmfaktor, Handelsanbindungsbonus und Profilservicekomponente sehr gering. Die „Marktintegration“ durch die Marktprämie ist damit für die Betreiber eine sehr sichere Sache, die Marktrisiken werden aufgrund der Struktur des Instrumentes weitestgehend eliminiert [8].

### Gleitende Marktprämie und bedarfsgerechte Einspeisung

Es wird weitgehend davon ausgegangen, dass bei steigenden Anteilen erneuerbaren



**TECHNOLOGIE MACHT DEN NACHHALTIGEN EINSATZ IHRER RESSOURCEN IM KRAFTWERKSBEREICH MÖGLICH.**

4.– 8. April 2011 · Hannover · Germany

- Erleben Sie Trends und Innovationen in den Bereichen **Kraftwerksplanung, -bau, -betrieb** und **-instandhaltung** – das Anwenderforum bietet Ihnen zudem die perfekte Plattform für den Dialog mit Experten, Vorträge und internationales Networking.
- Erhalten Sie darüber hinaus wichtige Impulse durch benachbarte Themengebiete wie **Prozessautomation, Energieversorgung** und **industrielle Zulieferlösungen**.
- Mehr zum weltweit wichtigsten Technologieereignis unter: **hannovermesse.de**



GET NEW TECHNOLOGY FIRST

Stroms zum Ausgleich der fluktuierenden Anteile aus Wind- und Sonnenenergie neue Energiespeicher benötigt werden [1, 2, 9]. In Frage kommen insbesondere Biomassenspeicher und Stromspeicher wie Pumpspeicheranlagen, Druckluftspeicher und Batteriespeicher. Auch ein verstärktes Lastmanagement kann helfen, die schwankende Einspeisung aus Wind- und Sonnenenergie auszugleichen.

Im Falle der Biomasse muss neben dem Bau von Biomassenspeichern zusätzlich die Leistung der Generatoren einer Biomasseanlage erhöht werden. Denn wenn dieselbe Strommenge (in kWh) zur richtigen Zeit gleichmäßig eingespeist und produziert werden soll, muss in den entsprechenden Stunden eine höhere Leistung eingespeist werden. Ferner werden bei KWK-Biomasseanlagen Wärmespeicher notwendig. Derzeit sind nach EEG vergütete Biomasseanlagen aufgrund der Vergütungsstruktur allerdings nur sehr eingeschränkt entsprechend ausgestattet [10]. Um dargebotsabhängige EE (Wind, Sonne, teilweise Wasser) in die Lage zu versetzen, bedarfsgerecht einzuspeisen, müssen diese mit Stromspeichern verbunden werden. Sowohl bei Biomasseanlagen als auch bei dargebotsabhängigen EE sind somit umfassende Investitionen notwendig, bevor bedarfsgerecht eingespeist werden kann. Diese müssen von Zusatzeinnahmen refinanziert werden.

Solche Zusatzeinnahmen können im Marktprämiensystem am Markt erzielt werden, wenn gezielt bei hohem Strombedarf und damit hohen Strompreisen eingespeist wird und bei niedrigem Bedarf und Marktpreis nicht. Mehrere Vorhaben des Bundesumweltministeriums haben allerdings ermittelt, dass diese zusätzlichen Einnahmen für keine denkbare Technologie alleine ausreichen würden, um die notwendigen Investitionen zu refinanzieren [10]. Damit ist nicht zu erwarten, dass eine Marktprämie allein die bedarfsgerechte Einspeisung von EE-Strom, die notwendige Technologieentwicklung oder die Markteinführung dieser Technologien bewirken würde. Tatsächlich ist auch nicht bekannt, dass in anderen Ländern, die wie bspw. Spanien seit längerem ein vergleichbares Prämiensystem verwenden, entsprechende Technologien eingesetzt oder in relevantem Umfang entwickelt

worden wären. Aufgrund dessen dürfte die Marktprämie auch keine Vorteile für die Netzintegration bieten oder zu einer Entlastung des Stromnetzes führen [11].

Dass Biomasseanlagen in Zukunft grundsätzlich bedarfsgerecht einspeisen sollten, erscheint selbstverständlich. Ob sie aber durch ein Marktprämiensystem dazu angereizt werden sollten, erscheint aus einem weiteren Grund fraglich. Die meisten Biomasseanlagen sind in Deutschland aus Kostengründen in der Regel noch so weit vom Markt entfernt, dass sie ohnehin auf absehbare Zeit nicht ohne Förderung eigenständig am Markt werden agieren können. So liegt die Durchschnittsvergütung für Strom aus Biogas nach EEG derzeit bei rd. 20 ct/kWh. Warum sollte man Anlagen, die ohne starke Unterstützung ohnehin auf absehbare Zeit nicht am Markt werden agieren können, an ihn heranführen? Strom aus Wind- und Sonnenenergie wiederum kann - ohne gezielte Zwischenspeicherung - nur eingespeist werden, wenn die Wetterverhältnisse dies erlauben. Ihre Einspeisung ohne gezielte Zwischenspeicherung an den Bedarf anzupassen würde bedeuten, sie zu drosseln, selbst wenn Wind weht oder die Sonne scheint. Das wäre weder volkswirtschaftlich noch ökologisch sinnvoll.

### **Einfluss auf die volkswirtschaftlichen Kosten des EEG**

Neben der EEG-Umlage entstehen durch das EEG Kosten, insbesondere zum Ausgleich der schwankenden Stromeinspeisung notwendige Ausgleichs- und Regelenergiekosten, Netzausbaukosten und EEG-Abrechnungsgeschäften bei den Netzbetreibern und den Stromhändlern [12]. Wird der EEG-vergütete Strom in Verbindung mit der Nutzung einer Marktprämie direkt vermarktet, fallen für diesen Strom die Ausgleichs- und Regelenergiekosten und teilweise die EEG-Abrechnungsgeschäften nicht mehr bei den Netzbetreibern an. Da diese ihre Anlagen am besten selber steuern können und sich mit ihnen am besten auskennen, wird angeführt, dass bei der Nutzung einer gleitenden Marktprämie insgesamt weniger Ausgleichs- und Regelenergie benötigt würde als im Festpreissystem. Somit würden Kosten gespart.

Allerdings dürfte es volkswirtschaftlich sehr aufwändig sein, wenn viele Anlagenbetreiber spezifisch für ihre schwankende Strommenge Ausgleichs- und Regelenergie beschaffen müssen. Genau das aber wäre der Fall. Kostengünstiger ist es dagegen, wenn dies wie derzeit nur die vier Übertragungsnetzbetreiber machen - oder besser noch, wenn dies in einer bundesweiten einheitlichen Regelzone durchgeführt würde. Schließlich gleichen sich zusätzlich Windschwankungen und Prognosefehler bei vielen geographisch verteilten EE-Anlagen teilweise aus, was zu Kosteneinsparungen bei der Ausgleichs- und Regelenergie führt. Vor diesem Hintergrund schätzt eine aktuelle Studie des Bundeswirtschaftsministeriums die zusätzlichen Nettoförderkosten einer gleitenden Marktprämie für 2015 auf rd. 1-1,5 Mrd. € und für 2020 auf 1-2 Mrd. € pro Jahr [11].

### **Wirkung auf die Anbietervielfalt**

Um Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen am Markt anbieten zu können, muss eine verlässliche Stromlieferung sichergestellt sein. Insbesondere für Betreiber von Wind- und Solarenergieanlagen ist dies nicht einfach. Sie müssen sich Ausgleichs- und Regelenergie kaufen, da sie selber in der Regel nicht über die dafür notwendigen Kraftwerke verfügen. Entsprechende Kraftwerke sind dagegen in den Händen der „vier großen“ deutschen Energieversorger EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall.

Bei den bestehenden Marktverhältnissen erscheint es fraglich, ob die Betreiber von EE-Anlagen ebenso gute Preise für Ausgleichs- und Regelenergie verhandeln können wie die vier Großen [13]. Vielmehr wäre es für letztere sehr einfach und kostengünstig, schwankenden Strom aus EE-Anlagen, die das Marktprämiensystem nutzen, auszugleichen. Schließlich betreiben sie einen umfassenden Kraftwerkspark, mit dem sie quasi schon heute für dieselben Anlagen Ausgleichs- und Regelenergie bereitstellen. Die großen Stromkonzerne können darüber hinaus den Skaleneffekt ihrer großen Handelsplattformen und anderen Konzernabteilungen, die für das Agieren am Markt notwendig sind, nutzen. Sie verfügen damit über einen klaren Wettbewerbsvorteil gegenüber potenziellen neuen Anbietern.

Somit ist fraglich, ob eine relevante Anzahl neuer Akteure in der Lage sein würde, mit diesem Modell erfolgreich am Markt zu agieren. Es besteht aber die Gefahr, dass ein Großteil der bestehenden Windparks von den großen vier Stromversorgern unter Vertrag genommen oder gar aufgekauft werden, da sie entsprechend attraktive Angebote unterbreiten können. Nur wenige Unternehmen, z. B. aus der EE-Branche, könnten vielleicht einen kleinen Teil dieses Marktes abbekommen. Die großen Erzeuger dagegen dürften die Chance nutzen, sich Marktanteile, die sie in den letzten Jahren an die EE verloren haben, wieder zu sichern. Eine Diversifizierung des Marktes wäre also nicht zu erwarten - eher das Gegenteil.

### Andere Optionen nicht vernachlässigen!

Es besteht eine Reihe von Optionen, die Integration von konventionellen und erneuerbaren Energien zu forcieren. Aus Platzgründen werden einige davon im Folgenden beispielhaft in aller Kürze vorgestellt, aber nicht diskutiert.

Die konventionellen Kraftwerke müssen deutlich flexibler reagieren. Das betrifft insbesondere Kern- und Braunkohlekraftwerke. Entsprechende bestehende Anreize sollten ausgebaut werden. Zusätzlich sollten die bestehenden Potenziale der Wasserspeicher in Skandinavien und im Alpenraum genutzt werden, um die schwankende Einspeisung von Wind- und Solarstrom auszugleichen. Nach dem Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) könnten bspw. aus Norwegen langfristig Kapazitäten zwischen 42 bis 62 GW an das deutsche Netz angebunden werden - wo eine Speicherkapazität von über 80 TWh zur Verfügung steht [14].

Die Vermarktung des nach EEG vergüteten Stroms nach dem neuen EEG-Wälzungsmechanismus könnte mit einem Anreiz zur bedarfsgerechten Einspeisung ergänzt werden. Darüber hinaus sollte die seit vielen Jahren geforderte Unterstützung der Entwicklung und Markteinführung von Speichertechnologien in Deutschland umgesetzt werden [9].

Eine Umstrukturierung der Bilanzkreisaufgaben hin zu einem Integrationsbilanzkreis könnte eine weitere Option sein. Durch ihn sollen die Bilanzkreismanager belohnt werden, wenn in ihrem Bilanzkreis die Residuallast zwischen dem bundesweiten Wind- und Solarprofil und dem jeweiligen Verbrauch eingespeist wird. Somit würden dezentral in ganz Deutschland die fluktuierenden Erneuerbaren optimal in das Gesamtsystem eingebunden [15]. Unabhängig davon sollten der Regelleistungsmarkt geöffnet und die Präqualifikationsbedingungen geändert werden, so dass auch die EE und das Lastmanagement daran teilhaben können. In diesem Zusammenhang müssten Anpassungen im EEG erfolgen, so dass die Teilnahme am Regelenergiemarkt der EEG-Vergütung nicht entgegensteht und eine Überförderung vermieden wird.

### Die gleitende Marktprämie: unwirksam und gefährlich

Es ist richtig, dass bei einem schnellen Ansteigen des Anteils der erneuerbaren Ener-



**Nur wer Übergrößen für gesund hält,  
braucht keine schlanken Konzepte.**

**rhenag: Ihr Business-Berater für mehr Effizienz.**

Wir propagieren keine opulenten Rezepte nach dem Motto: „Der Appetit kommt beim Essen.“ Unsere Dienstleistungsangebote für kooperations-suchende Energieversorger sind schlank, operativ und konsequent lösungsorientiert. Warum? Weil hinter diesen Konzepten bodenständige Praktiker stehen, die unsere Dienstleistungen zuhause, das heißt im rhenag-Energiegeschäft, selbst operativ betreiben. Das prägt. Erfahren Sie mehr unter [www.rhenag.de](http://www.rhenag.de)

 **rhenag**  
EnergieBündel. Seit 1872.

gien am Strombedarf die Systemintegration schnell vorangebracht werden muss. Ob allerdings die gleitende Marktprämie dafür notwendig und sinnvoll ist, muss bezweifelt werden. Denn sie könnte - würde sie eingeführt - die Ziele, die mit ihr verbunden sind, nicht erreichen.

Keines der Argumente, die für die Einführung einer gleitenden Marktprämie genannt werden, ist belastbar. Es besteht aber die Gefahr, dass die Marktprämie zu einer massiven Marktberingung im Strommarkt und damit zur Stärkung des bestehenden Oligopols führt. Die technische Entwicklung bei den erneuerbaren Energien wurde bislang aber gerade von neuen Akteuren vorangebracht, während sie von den alten Energieversorgern eher verhindert wurde [16]. Die Folgen des Marktprämienmodells wären damit ein Hindernis für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und für die Erreichung der energiepolitischen Ziele sowohl der Bundesregierung als auch von Bündnis 90/Die Grünen. Würde sie dennoch eingeführt, müsste sichergestellt werden, dass die genannten negativen Folgen weitestgehend minimiert werden. Dies betrifft insbesondere die drohende umfassende Marktberingung zugunsten EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall und damit einer Stärkung des bestehenden Oligopols sowie die zusätzliche Kostenbelastung. Besser wäre es daher, wenn andere Instrumente den Weg ist regenerative Zeitalter ermöglichen und beschleunigen würden.

## Anmerkungen

- [1] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umwelt-schonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.9.2010. [www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept\\_bundesregierung.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf)
- [2] Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen: Energie 2050: sicher erneuerbar. Das Grüne Energiekonzept jenseits von Uran, Kohle und Öl. Beschlossen auf der Fraktionsklausur in Mainz am 10.9.2010. [www.gruenebundestag.de/cms/beschluesse/dokbin/352/352663.energie\\_2050\\_sicher\\_erneuerbar.pdf](http://www.gruenebundestag.de/cms/beschluesse/dokbin/352/352663.energie_2050_sicher_erneuerbar.pdf)
- [3] Sensfuß, F.; Ragwitz, M.: Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Paper im Rahmen der 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), 2009; Sensfuß, F.: Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Präsentation bei der 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Wien, 12.2.2009; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): BDEW-Umsetzungsvorschlag zur Marktintegration Erneuerbarer Energien, entwickelt auf der Grundlage des von Fraunhofer ISI vorgeschlagenen Fördersystems mit gleitender Marktprämie für die Vermarktung von EEG-Strom („Marktprämienmodell“). Version 4.1 (1.7.2010). Vorgelegt von der Projektgruppe „Weiterentwicklung EEG“ des Fachausschusses „Erneuerbare Energien“ (BDEW), 2010; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Das Marktprämienmodell. Kurzbeschreibung, Berlin, 3.11.2010; Hille, Dr. M.: Wettbewerbskonforme Weiterentwicklung des EEG-Prämienmodell ermöglicht Erneuerbaren Heranführung an den Markt. In: *energiewirtschaft* Jg. 110 (2011), Heft 1-2, Seiten 28f.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Daten des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009 (vorläufige Zahlen) auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: 18.3.2010.
- [5] Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010, Juni 2010.
- [6] arrhenius Institut: Discussion Paper 1. Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderinstrumenten. Eine Analyse von EEG und Zertifikatsmodellen im Kontext der Ausbauziele für erneuerbare Energien, Hamburg, März 2008.
- [7] Office of the Gas and Electricity Markets of the United Kingdom: Press Release R/5. Action needed to ensure Britain's energy supplies remain secure. Wednesday 3 February 2010. [www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents/1/Ofgem%20-%20Discovery%20phase%20II%20Draft%20v15.pdf](http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents/1/Ofgem%20-%20Discovery%20phase%20II%20Draft%20v15.pdf)
- [8] R2B Energy Consulting GmbH und Consentec GmbH: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Endbericht einer Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln/Aachen, Juni 2010; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Das Marktprämienmodell. Kurzbeschreibung, Berlin, 3.11.2010.
- [9] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 20 EEG. Bundestags-Drucksache 16/71197, November 2007; Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET e.V.), Dr. Diekmann (DIW), Prof. Dr. Ehrlich (Uni Duisburg-Essen), Dr. Nabe (Ecofys Berlin), Dr. Rehfeld (WindGuard), Hr. Schrader (BET), Dr. Sensfuß (Fhg ISI) und BET: Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009. Abschlussbericht, Kassel, Juli 2009.
- [10] Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und Fachverband Biogas e.V.: Die Rolle des Stroms aus Biogas in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen. Studie gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hanau, Juni 2010; Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET e.V.), Dr. Diekmann (DIW), Prof. Dr. Ehrlich (Uni Duisburg-Essen), Dr. Nabe (Ecofys Berlin), Dr. Rehfeld (WindGuard), Hr. Schrader (BET), Dr. Sensfuß (Fhg ISI) und BET: Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009. Abschlussbericht, Kassel, Juli 2009.
- [11] R2B Energy Consulting GmbH und Consentec GmbH: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Endbericht einer Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln/Aachen, Juni 2010.
- [12] Daneben entstehen verschiedene volkswirtschaftliche Nutzeffekte, insbesondere die Schaffung von Arbeitsplätzen, eine Technologieentwicklung, die Senkung des Strompreises durch den „Merit Order-Effekt“, die Einsparung von Energieimporten und der entsprechenden Kosten, damit einhergehend eine steigende Energiesicherheit. Auf diese Aspekte soll hier nicht weiter eingegangen werden, da eine gleitende Marktprämie darauf keinen relevanten Einfluss haben dürfte. Siehe hierzu u. a. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES-gGmbH): Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Stuttgart, Saarbrücken, Februar 2008; sowie Wenzel, B. und Nitsch, J.: EEG-Vergütungen, -Differenzkosten und -Umlage sowie ausgewählte Nutzeffekte bis zum Jahr 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Teltow und Stuttgart, 2008.
- [13] Monopolkommission: Strom und Gas 2009. Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG; BET: Möglichkeiten der Strompreisbeeinflussung im oligo-

politischen Markt. Kurzstudie. Aachen, 2008; Balsler, M.; Bauchmüller, M.: Quartett im Visier. Bundeskartellamt rügt Macht der deutschen Energiekonzerne. In: Süddeutsche Zeitung Nr. 10, 15./16.1.2011, S. 19.

[14] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, Januar 2011. S. 125. Zudem: Der Stromverbrauch Deutschlands liegt zwischen 35 und knapp 80 GW, der Nettostromverbrauchs bei rd. 550 TWh pro Jahr (siehe [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de)).

[15] Leprich, U.; Hauser, E. und Strese, J.: Marktregeln für flexiblen Lastausgleich. In: Energie & Management, 15.8.2009, S. 28f.

[16] Bruns, E.; Ohlhorst, D.; Wenzel, B. und Köppel, J.: Erneuerbare Energien in Deutschland – eine Biographie des Innovationsgeschehens. Universitätsverlag der TU Berlin, 2009. ISBN: 978-3-7983-2201-1 (Online-Version). <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2557/>; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES-gmbH): Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Stuttgart, Saarbrücken, Februar 2008.

U. Nestle, Mitglied der *Bundesarbeitsgemeinschaft Energie von Bündnis 90/Die Grünen, Flensburg*  
*Uwe.Nestle@gmx.de*

## EFET kritisiert EU-Papier zum Energiehandel

Im Jahr 2008 ist die europäische Finanzmarkttrichtlinie (MiFID) durch das Finanzmarkttrichtlinien-Umsetzungsgesetz (FRUG) in nationales Recht umgesetzt worden. Parallel zu ihren Vorschlägen bezüglich der Regulierung zur Marktintegrität und Transparenz in Energiemärkten (REMIT) hat die Generaldirektion Binnenmarkt der Europäischen Kommission ein Konsultationspapier zur Anpassung der MiFID veröffentlicht. Sollte die zukünftige Finanzmarktregulierung entsprechend des Konsultationspapiers realisiert werden, sind potenziell weitreichende negative Auswirkungen auf die Marktstruktur in Deutschland zu erwarten. Zu diesem Urteil kommt der Verband deutscher Gas- und Stromhändler, EFET Deutschland, der im Zuge der Konsultation des Bundesfinanzministeriums Stellung zur Anpassung der MiFID und der angekoppelten Richtlinie Capital Requirements Directive (CRD) genommen hat. Insbesondere stellt EFET heraus, dass mit dem Wegfall der sektorspezifischen Ausnahmen aus der MiFID Energiehandelsfirmen, die bislang im Eigenhandel engagiert sind und deren Handelsaktivität bisher nicht von der Richtlinie erfasst war, eine schwere Bürde auferlegt würde. EFET betont, dass mit den Plänen die durch die Marktliberalisierung erzielten Erfolge im Strommarkt einer erheblichen Belastungsprobe ausgesetzt wären, ohne dass der Regelung eine hinreichende Rechtfertigung gegenüberstehe, die die Aufhebung der sektorspezifischen Ausnahmen sachlich oder in ihrer Verhältnismäßigkeit begründe, denn vorrangiges Regelungsziel der MiFID sei Finanzmarktstabilität, der Schutz des Endverbrauchers, Markttransparenz und Marktintegrität. Bei Wegfall der Ausnahmeregelung sei damit zu rechnen, dass sich die betroffenen aktiven Marktteilnehmer aus dem deutschen Energiehandelsmarkt zurückziehen müssen. Es seien negative Kettenreaktionen zu erwarten, insbesondere in Form von größerer Marktkonzentration, verringerter Handelsaktivitäten und einer verstärkten Volatilität, was sich auch auf die Endverbraucher mittels höherer Energiepreise auswirken werde. EFET weist zudem darauf hin, dass es im Interesse eines wettbewerblich organisierten europäischen Energiemarktes notwendig sei, die Charakteristika der Energiewirtschaft anzuerkennen und daher die sektorspezifischen Ausnahmeregelungen aufrechtzuerhalten. Zudem macht EFET deutlich, dass derzeit parallel laufende Entwicklungen der Generaldirektionen Markt (EMIR) und Energie (REMIT) zu beobachten seien, die schon sehr viele sektorspezifische Maßnahmen festgelegt hatten und regulatorische Lücken sowie Doppelregulierungen zu vermeiden seien.

# Sonderdrucke stärken Ihr Marketing

Ihr Unternehmen ist in dieser Zeitschrift mit einem Beitrag vertreten?  
 Sie können mehr daraus machen.  
 Mit einem Sonderdruck.  
 et-Sonderdrucke  
 - werben für Ihr Unternehmen  
 - geben neue Impulse  
 - sind vielseitig einsetzbar  
 - sind kostengünstig  
 Überzeugen Sie sich einfach selbst:



**etv** energieverlag

etv Energieverlag GmbH

Montebruchstraße 2  
 D-45219 Essen

Telefon (0 20 54) 95 32-30  
 Telefax (0 20 54) 95 32-60

E-Mail: [energie-und-technik-verlag@etvessen.de](mailto:energie-und-technik-verlag@etvessen.de)

Internet: [www.et-energie-online.de](http://www.et-energie-online.de)