



## Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien



# Inhalt

Vorwort ..... I

## Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien

1. Zentrale Schwächen der EEG-Förderung aus heutiger Sicht ..... 1

2. Ziele und Rahmenbedingungen  
für eine zukunftsfähige Förderarchitektur ..... 2

3. Auswahl an Modellen in der Diskussion und Bewertung ..... 3

4. Lösungsvorschlag: Marktintegrationsmodell ..... 4

    4.1. Kern des Marktintegrationsmodells ..... 4

    4.2. Operative Umsetzung über das Bilanzkreismanagement ..... 6

    4.3. Lösung des Kapazitätsproblems ..... 8

    4.4. EU-Anschlussfähigkeit ..... 8

5. Schlussfolgerungen ..... 9

## Vorwort

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien wurden große Fortschritte erzielt. 2012 betrug der regenerative Anteil am deutschen Strommix rund 23 Prozent. Heute sind Erneuerbare keine Nischentechnologie mehr und die schwierige Phase des Markteintritts ist bewältigt.

### **Energiepolitik am Scheideweg: Staatswirtschaft oder Innovationen durch Wettbewerb?**

Ziel muss es jetzt sein, die Energiewende mit Schwung voranzubringen und weltweit als Exportschlager zu vermarkten. Dies setzt voraus, dass die heutigen Defizite der Projektsteuerung zügig überwunden werden und die Ziele der Energiewende nicht durch Akzeptanzverluste in der Bevölkerung oder durch Überforderung der Wirtschaft akut gefährdet werden. Die deutsche Energiepolitik steht am Scheideweg: Wollen wir weitere Kostenexplosionen durch Staatswirtschaft oder Innovationen durch Wettbewerb? Wollen wir in einem Land leben, das sich durch seine Energiepolitik schleichend deindustrialisiert, oder in einem Industrieland mit Perspektive und einem starken Mittelstand, das bei der Umsetzung der Energiewende und für seine Innovationen weltweit einen exzellenten Ruf genießt?

### **Energiewende zukunftsfest machen: Technologieführerschaft sichern, Akzeptanz stärken!**

Ohne Preissteigerungen wird die Energiewende nicht zu realisieren sein. Die Energiewende muss aber auch als Chance genutzt werden, bei Innovationen international aufzuholen und die Technologieführerschaft wieder zu sichern. Nur eine volkswirtschaftlich effektive und effiziente Förderung, die darüber hinaus auch auf europäischer Ebene politisch abgestimmt wäre, ist auf Dauer tragfähig und kann auch langfristig die Akzeptanz bei der Bevölkerung für die Umsetzung der Energiewende erhalten. Daher ist es für den Erfolg der Energiewende entscheidend, das bestehende Fördersystem an die Dynamik der wirtschaftlichen Entwicklungen anzupassen und europaweit zu vereinheitlichen.

### **Mehr Markt, mehr Systemverantwortung und mehr Europa in der Energiepolitik!**

Der Wirtschaftsrat fordert, einen Entwurf für die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) noch in dieser Legislaturperiode vorzulegen. Dabei muss verhindert werden, die Reform mit weiteren planwirtschaftlichen Interventionen und bürokratischen Feinsteuern zu belasten oder die Energiewende über regionalisierte Einspeisetarife noch kleinteiliger zu gestalten. Wenn Erneuerbare in Zukunft das Rückgrat der Energieversorgung Deutschlands und auch in Europa darstellen sollen, müssen diese jetzt in den Markt integriert werden, bezahlbar bleiben und Systemdienstleistungen erbringen. Das heißt konkret zu aller erst, Anlagenbetreiber und Produzenten im Bereich der erneuerbaren Energien müssen sich vom Staatstropf lösen und in Märkten operieren und dabei mehr unternehmerisches Risiko in Kauf nehmen.

### **Zukunftsfähiger Marktraum für die Energiewende!**

Mit milliardenschweren Fördermitteln werden derzeit witterungsabhängige Stromerzeugungskapazitäten in den Markt gedrückt, die nur bei Vorhandensein entsprechender konventioneller Reserve-Kraftwerke oder Speichersysteme die Stromversorgung von Industrie, Gewerbe und Haushalten gewährleisten können. Diese Backup-Kapazitäten aus Gas- und Kohlekraftwerken werden für die Versorgungssicherheit im Land dringend benötigt. Das bestehende Strommarktmodell liefert derzeit jedoch nur wenige Anreize, in diese Reserve-Kraftwerke zu investieren. Der unter dem Stichwort „Kapazitätsmarkt“ diskutierte erneut planwirtschaftliche Markteingriff würde mit weiteren hohen Subventionsfolgen verbunden sein. Er sollte daher vermieden werden.

## Durchdachte Energiepolitik heißt: Mehr Markt statt weniger!

Die Politik hat eine Interventionsspirale in Gang gesetzt, die sich immer schneller dreht. Es ist ein Irrglaube, mit immer neuen Subventionstatbeständen und staatlichen Regulierungseingriffen eine gleichzeitig umweltverträgliche, sichere und bezahlbare Stromversorgung erreichen zu können. Statt mit neuen Regulierungen an den Symptomen herumzudoktern, muss die Ursache für Staatseingriffe und Strompreisexplosionen angegangen werden. Durchdachte Energiepolitik heißt: Mehr Markt statt weniger. Das heißt, dass die jeweiligen Akteure in der Energiewirtschaft miteinander im Wettbewerb stehen, dass sich aus Angebot und Nachfrage Marktpreise bilden und dass Bürger und Unternehmen ihr Handeln an diesen Marktpreisen ausrichten.

## Lösungsvorschlag: Marktintegrationsmodell

Wir benötigen zügig einen geeigneten Rahmen, um die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien voranzubringen und gleichzeitig einen ganzheitlichen, europatauglichen Marktmechanismus, der konventionelle Erzeugung, erneuerbare Energien, Speicher und Lastmanagement vereint. Für den Wirtschaftsrat ist es dabei von grundlegender Bedeutung, den Staatsinterventionismus in der Energiewirtschaft zurückzudrängen, marktwirtschaftliche Elemente zu stärken und die Kosten der Energiewende zu dämpfen.

Mit dem hier vorgeschlagenen Marktintegrationsmodell gibt der Wirtschaftsrat der Politik einen konstruktiven Lösungsvorschlag an die Hand. Dabei wird der in den letzten zehn Jahren eingespielte Strommarkt nicht abrupt verändert, sondern durch behutsame Gesetzes-Anpassungen schrittweise weiterentwickelt. Der entscheidende Paradigmenwechsel des Modells ist die schrittweise Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien.

Der Wirtschaftsrat dankt an dieser Stelle Herrn Professor Dr. Georg Erdmann von der TU Berlin für die Erstellung des zugrunde liegenden Gutachtens und den Mitgliedern der Bundesfachkommission Energiepolitik für die ertragreichen Diskussionen und die eingebrachte Expertise. Der Wirtschaftsrat wird den Umsetzungsprozess der Energiewende auch weiter konstruktiv begleiten. Wir freuen uns, Sie dabei an unserer Seite zu wissen.

Berlin, im Januar 2013



**Prof. Dr. Kurt J. Lauk**  
 Präsident  
 Wirtschaftsrat der CDU e.V.



**Dr. Johannes Lambertz**  
 Vorsitzender Bundesfach-  
 kommission Energiepolitik








**Wolfgang Steiger**  
 Generalsekretär  
 Wirtschaftsrat der CDU e.V.

# Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien

Der große Erfolg beim Ausbau der erneuerbaren Energien wurde in den letzten Jahren teuer erkaufte: Hohe Kostensteigerungen, zunehmende Staatsbürokratie, fehlende Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien sowie fehlende Investitionsanreize für Backup-Kraftwerke zeigen die Problematik der über 20 Jahre alten Fördersystematik auf.

## 1. Zentrale Schwächen der EEG-Förderung aus heutiger Sicht

 <b>Marktintegration</b>	Für EE-Anlagen sind Marktsignale vollkommen irrelevant: Nicht einmal bei negativen Strompreisen gibt es einen Anreiz, die Anlagen vom Netz zu nehmen.
 <b>Systemstabilität</b>	Extrem volatile Einspeisung führt zur spürbaren Destabilisierung der Netze, EE-Anlagen erbringen bisher (fast) keine Systemdienstleistungen.
 <b>Bezahlbarkeit</b>	Die mittlere Einspeisevergütung ist von 8,5 ct/kWh (2000) auf 17,9 ct/kWh in 2011 angestiegen, die EEG-Umlage steigt in 2013 um 47 % im Vergleich zu 2012.
 <b>Technische Innovationen</b>	Bei staatlich garantierten Einspeisevergütungen ohne Fördergrenze und ohne Wettbewerb zwischen unterschiedlichen EE-Technologien bleiben Innovationen auf der Strecke.
 <b>Akzeptanz</b>	Die Akzeptanz der Energiewende darf nicht durch steigende Kosten, mangelnde Öffentlichkeitseinbindung und unzureichende Informierung der Beteiligten gefährdet werden.








Angesichts dieser dramatischen Entwicklungen ist in Deutschland mittlerweile ein breiter Konsens darüber entstanden, dass das bestehende Strommarktmodell nicht zukunftstauglich ist und grundlegend überarbeitet werden muss. Der

unerwartet zügige Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung macht Reformen besonders dringend. Die Überarbeitung des Strommarktdesigns sollte an der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ansetzen.

## 2. Ziele und Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Förderarchitektur

Der Wirtschaftsrat setzt sich mit Nachdruck für den Ausbau erneuerbarer Energien ein, aber nur unter drei Bedingungen: Energie muss sicher, umweltverträglich und vor allem bezahlbar bleiben. Als Richtschnur sollen die Energiewendeziele erhalten bleiben. Danach sollen die Anteile der

erneuerbaren Energien erhöht werden auf 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040 und 80 % bis 2050. Aus Sicht des Wirtschaftsrates sind nachfolgende Ziele und Rahmenbedingungen für eine Reform des EEG unerlässlich:

 <b>Energiewendeziele</b>	Die Ziele der Energiewende entsprechend des Energiekonzeptes 2010 und des Energiepaketes vom 06.06.2011 sollen erreicht werden (EE-Anteile auf 35 % bis 2020 und 80 % bis 2050).
 <b>Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten</b>	Ein Förderkonzept mit geringeren Kosten soll bevorzugt werden, solange es zur Erfüllung der Energiewendeziele führt.
 <b>Sicherheit der Stromversorgung</b>	Alle Anlagenbetreiber sollen auf Marktpreissignale angemessen reagieren und ihren Beitrag zur Systemstabilität leisten.
 <b>Technologieoffenheit</b>	Der Technologiewettbewerb wird Innovationsimpulse verstärken und volkswirtschaftliche Kosten deutlich reduzieren.
 <b>Nachjustierungsmechanismen im EEG</b>	Beispielsweise soll die Anpassung der Fördersätze (Marktprämie) automatisch je nach Ausbaustand erfolgen.
 <b>Anschluss an den europäischen Binnenmarkt</b>	Eine Nutzung der unterschiedlichen Potenziale in der EU ist notwendig, um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien mit möglichst geringen Kosten zu realisieren.
 <b>Akzeptanz</b>	Ausufernde finanzielle Belastung der Bevölkerung soll vermieden werden.

### 3. Auswahl an Modellen in der Diskussion und Bewertung

In den letzten Monaten wurde eine Reihe von Vorschlägen zur Neugestaltung des Förderrahmens für erneuerbare Energien vorgelegt. Sie reichen von eher geringfügigen Detailänderungen am EEG bis hin zu einer grundlegenden Umstellung der EEG-Förderung, beispielsweise von den bisherigen festen Einspeisevergütungen hin zu einem Quotenmodell.

#### **Sofortige Abschaffung der Förderung des Zubaus regenerativer Erzeugungskapazitäten:**

Die Förderung für erneuerbare Energien von heute auf morgen komplett abzuschaffen, wäre grundsätzlich aus politischen wie wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll. Dass in der EEG-Novelle im Sommer letzten Jahres eine Mengengrenzung für Photovoltaik eingeführt wurde, wird die Problematik der überhöhten Förderung zwar nicht beenden, aber es ist ein Signal an die Verbraucher, dass Subventionen nicht unbegrenzt im Gießkannenprinzip vergeben werden.

#### **Stärkere Degression der EEG-Vergütungszahlungen:**

Vor dem Hintergrund der Planungssicherheit für Unternehmen wird eingefordert, das EEG beizubehalten und nur die Degressionsschritte der technologiespezifischen Förderungen an die Entwicklungen in den Märkten anpassen. Hierbei besteht allerdings die große Gefahr des immerwährenden politischen Gerangels, insbesondere zwischen Bundestag und Bundesrat. Dies hat zuletzt die EEG-Novellierung zu Beginn des Jahres 2012 wieder eindrucksvoll gezeigt. Die Erfahrungen der letzten Jahre belegen zudem, dass das Ergebnis dieser Maßnahmen weit hinter den volkswirtschaftlich notwendigen Kostensenkungen zurückbleibt.

#### **Quotenmodell:**

Als grundlegende Alternative zu einem Einspeisetarif, wie ihn das bestehende EEG bietet, wird ein so genanntes Quotenmodell diskutiert. Energieversorger sind hierbei verpflichtet, eine

bestimmte Menge/Quote an Strom aus regenerativen Quellen an den Endkunden zu liefern (Mengen- statt Preissteuerung). Ob sie dieser Verpflichtung nachgekommen sind, weisen sie mit handelbaren Zertifikaten nach, die die regenerativen Stromerzeuger mit jeder produzierten Kilowattstunde ausstellen. Für die Produzenten entstehen so zwei Einkommen: Die Erlöse aus der Stromproduktion, die sie zu Marktpreisen verkaufen und der Wert der Zertifikate. Wenn dieses Modell technologieoffen ausgestaltet wird, hat es den volkswirtschaftlichen Vorteil, dass grundsätzlich nur die kostengünstigsten Technologien gefördert werden. Nach der Logik des Modells würde künftig größtenteils noch Onshore-Windenergie in Deutschland gefördert werden. Bei gleichbleibenden Ausbauzielen könnte dies jedoch zu erheblichen Flächenproblemen und zu industriepolitischen Verwerfungen zwischen den Bundesländern führen. Vor dem Hintergrund des föderalistischen Systems, wäre die Umsetzung eines Quotenmodells in Deutschland insgesamt sehr schwierig. Hinzu kommt, dass das Quotenmodell bisher im deutschen Energiemarkt nicht genutzt wird. Ein Systemwandel würde erhebliche Umstellungskosten mit sich führen.

#### **Marktprämienmodell:**

Im EEG 2012 wurde mit der optionalen und „atmenden“ Marktprämie ein neuer Mechanismus zur Direktvermarktung von EEG-Strom angelegt. Dieser soll dazu dienen, dass Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage ihren Strom direkt über die Börse oder Dritte vermarkten. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird dabei weiterhin mit Vorrang eingespeist. Zusätzlich wird eine Managementprämie für die so genannten „Vermarktungskosten“ (Handelsanbindung an die Börse etc.) gezahlt. Problematisch ist hierbei, dass das bestehende Modell nicht direkt zu einer effizienteren Systemintegration der erneuerbaren Energien führt. Betreiber erhalten grundsätzlich über die variable beziehungsweise „atmende“



Prämie weiter die volle EEG-Vergütung. Der Marktpreis entfaltet somit bei PV- und Windstrom keine Steuerungswirkung.

Grundsätzlich ist der Ansatz der Direktvermarktung für die Integration in den Markt aber sinnvoll. Das bestehende Marktprämienmodell ist jedoch ineffizient und bietet keine Anreize zur Marktintegration. Daher muss das System der Direktvermarktung mit einem echten Marktmechanismus weiterentwickelt und um markt-fremde Elemente gekürzt werden. Das EEG 2012 bietet Startpunkte, um Schritte in diese Richtung zu gehen. Der sukzessive Abbau der Ma-

nagementprämie ist schon beschlossen. Darüber hinaus wäre es sinnvoll, die Förderung der Direktvermarktung mit dem Marktpreis und nicht – wie heute – mit dem EEG-Einspeisetarif zu koppeln.

Die Übersicht der Modelle zeigt, dass bestehende Änderungsvorschläge bisher nur eint, dass sie mehr Staatswirtschaft, deutlich mehr Kosten oder im schlimmsten Fall beides mit sich bringen und die Verbraucher bei der Energiewende noch stärker belasten würden.

## 4. Lösungsvorschlag: Marktintegrationsmodell

Ziel ist es, den eingeschlagenen Weg der Energiewende konsequent weiterzuerfolgen und den Ausbau der erneuerbaren Energien zu verstetigen. Die enorme Dynamik des Ausbaus stellt an eine zukunftsfähige Strommarktreform zwei wesentliche Anforderungen: Marktintegration und Systemintegration der erneuerbaren Energien. Für beide Elemente bietet das Marktintegrationsmodell einen konstruktiven Lösungsvorschlag.

### 4.1. Kern des Marktintegrationsmodells

Das Marktprämienmodell ist bereits in der Branche eingeführt und akzeptiert. Im Januar 2013 haben bereits fast 80 % der installierten Leistungen an Windenergie-Onshore die Marktprämie genutzt. Bei Photovoltaik waren es rund 8 % und bei Biomasse ca. 37 %. Ein wesentlicher Vorteil des Marktintegrationsmodells beruht darauf, dass es auf bestehenden und eingespielten Prozessen in der Energiewirtschaft aufbaut. Der Konstruktionsfehler der heutigen Marktprämie ist der atmende Zuschlag, der sich am EEG-Einspeisetarif orientiert. Im Ergebnis wäre der Mechanismus energiewirtschaftlich sinnvoll, wenn er über einen festen Zuschlag wirksam wird.

Das Marktintegrationsmodell ist ein Konzept für die Weiterentwicklung des Elektrizitätsmarktes, welches einen Beitrag sowohl für die wettbewerbliche Elektrizitätsproduktion von erneuerbaren Energien als auch für das sich mit dem EEG-Ausbau verbundene Kapazitätsproblem bei der Elektrizitätserzeugung adressiert. Als Stärken des Modells sind insbesondere hervorzuheben, dass Investoren hierbei auf Knappheitssignale und entsprechende Preissignale reagieren können (**Marktintegration**) und insbesondere Technologien und Standorte gewählt werden, die eher prognostreu und bedarfsgerecht einspeisen (**Systemintegration**).



### a. Wegfall der Härtefallregelung für EEG-Neuanlagen

Ziel muss es sein, erneuerbare Energien nur dort auszubauen, wo sie genutzt werden können und wo es (perspektivisch) Stromnetze gibt, die den Strom aufnehmen und zu den Verbrauchern transportieren können. Mit der Härtefallregelung nach § 12 EEG haben die EEG-Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber einen Entschädigungsanspruch, sofern die EEG-Einspeisung wegen eines Netzengpasses reduziert werden muss. Entfällt diese Regelung zumindest für EEG-Neuanlagen, so hätten die EEG-Investoren einen ökonomischen Anreiz, bei ihren Standortentscheidungen die (perspektivisch) verfügbaren Netzkapazitäten zu berücksichtigen. Dies schafft einen Anreiz, um den Zubau von EE-Anlagen in diejenigen Regionen zu lenken, wo die Netze dies erlauben. **Mit dem Wegfall der Härtefallregelung kann die regionale Marktintegration der erneuerbaren Energien vorangetrieben werden.**

### b. Schrittweise Stärkung der Direktvermarktung

Das Einspeiseprivileg von § 8 EEG verpflichtet die Netzbetreiber, den angebotenen Strom aus EEG-Anlagen vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Da die Erneuerbaren, insbesondere die Windenergie und die Photovoltaik-Anlagen, erheblich geringere Grenzkosten aufweisen als fossile Kraftwerke, bedeutet das Einspeiseprivileg keine materielle Besserstellung von EEG-Strom gegenüber anderweitig erzeugter Elektrizität. **Auch ohne den Einspeisevorrang würden insbesondere Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen am freien Markt vor Elektrizität aus fossilen Kraftwerken abgerufen. Das Einspeiseprivileg bedeutet daher im Kern die Freistellung der EEG-Anlagen von der Verpflichtung, die von ihnen erzeugte Elektrizität selbst zu vermarkten.**

Der erste Schritt zur Rückführung des Einspeiseprivilegs könnte dadurch erfolgen, dass denjenigen EEG-Anlagen, die ihre Strommengen nach § 33 EEG einmal schon direkt vermarktet

haben, die Rückkehr in das Einspeiseprivileg verwehrt wird (dies erfordert eine Anpassung von § 33d EEG). Nach einer angemessenen Übergangszeit sollte das Einspeiseprivileg auch für die anderen EEG-Anlagen außer Kraft gesetzt werden.

**Ohne Einspeiseprivileg und Härtefallregelung reduziert sich die Verpflichtung der Netzbetreiber auf den Anschlusszwang (§ 5 – 7 EEG), die Netzoptimierung inkl. Netzausbau (§ 9 – 10 EEG) sowie die Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Gleichzeitig bleibt die finanzielle Förderung der regenerativen Stromerzeugung über die Marktprämie prinzipiell erhalten.**

**Die entscheidende Veränderung beruht darauf, dass die Verantwortung für die EEG-Strommengen nicht mehr bei den Übertragungsnetzbetreibern liegt, sondern bei den Stromhändlern, Stadtwerken, neuen spezialisierten Grünstromanbietern und anderen Dienstleistern. Im Zuge der Strommarktliberalisierung haben sich diese Unternehmen umfangreiche Fachkompetenzen für die Endkundenversorgung erworben und werden daher auch kurzfristig in der Lage sein, die Vertriebsverantwortung für EEG-Strommengen zu übernehmen.**



**Mit einer solchen Reform werden die erneuerbaren Energien in den Elektrizitätswettbewerb einbezogen. Hierdurch erhalten auch Investoren aus dem Bereich der erneuerbaren Energien Marktsignale über den Preis. Gleichzeitig wird deren Förderung fortgesetzt, und zwar nach einem technologieübergreifenden Marktprämienmodell. Die Marktprämie ermöglicht subsidiär den Ausgleich der mit dem Stromverkauf nicht gedeckten**

Erzeugungskosten und ist nicht mehr wie bisher die einzige Einnahmequelle der EEG-Anlagenbetreiber. Die mit der Marktprämie verbundene Managementprämie, die bisher zusätzlich Kosten für Profilservice und Handelsanbindung abdeckt, sollte schrittweise abgesenkt werden. Das Grünstromprivileg sollte in dem neuen Marktintegrationsmodell aufgelöst werden. **Die Marktprämie sollte nicht wie bisher atmend, sondern aus einem festen Zuschlag zum Strompreis ohne Managementprämie konstruiert sein.**

**Auch über die erforderlichen Kapazitäten der Elektrizitätsversorgung sollte der Markt entscheiden – und nicht eine staatliche Bürokratie.** Neben dem Zubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten – das können auch regenerative Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Biomasse-Kraftwerke sein – kommen der Bau von Energiespeichern, der Ausbau von Netzkapazitäten sowie innovatives Lastmanagement in Frage.

#### Planbarkeit und Investitionssicherheit stärken!

Im Sinne des Investitionsschutzes sollte das Marktintegrationsmodell zwar offen für Bestandsanlagen sein, verpflichtend aber für Neuanlagen. Neben dem hier vorgeschlagenen Marktintegrationsmodell könnte gegebenenfalls geprüft werden, ob Technologien, die heute hohe Stromerzeugungskosten haben, von denen aber große Kostensenkungspotenziale erwartet werden, über separate Mechanismen (z. B. Ausschreibungswettbewerbe) unterstützt werden können.

**Für eine zukunftsfähige Energiewende fordert der Wirtschaftsrat zwei grundlegende Änderungen im EEG:**

- **Wegfall von § 12 EEG („Härtefallregelung“)**
- **Schrittweise Rückführung von § 8 EEG („Einspeisevorrang“)**

#### Marktprämie:

Die Marktprämie ist ein Instrument, mit dem die Marktintegration der erneuerbaren Energien seit dem 1.1.2012 gefördert werden soll. Die Marktprämie wird an Betreiber von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien gezahlt, die aus dem bisherigen EEG-Vergütungsmodell in die Direktvermarktung ihres Stroms an der Strombörse („Marktprämienmodell“) wechseln. Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, den sie direkt vermarkten, vom Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen.

#### Management-Prämie:

Die Managementprämie ist Teil des Marktprämienmodells und soll Anlagenbetreiber für Mehraufwand und Mehrrisiko, welche aus der Direktvermarktung entstehen, entschädigen. Dies sind Kosten für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen, für die Erstellung der Prognosen und für die Abweichung der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose.

## 4.2. Operative Umsetzung über das Bilanzkreismanagement

Um das Marktintegrationsmodell auf operativer Ebene umsetzen zu können, **bieten sich nach Abschaffung des Einspeisevorrangs die Bilanzkreise als das zentrale Abrechnungsinstrument an.** Damit baut das Marktintegrationsmodell auf einem bereits funktionierenden Mechanismus auf. Entsprechend der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) umfassen Bilanzkreise all diejenigen Stromkunden bzw. Stromzähler, die von einem Energieversorgungsunternehmen beliefert werden. Wechselt ein Kunde seinen Versorger, bucht der zuständige Netzbetreiber den entsprechenden Zähler vom Bilanzkreis des ursprünglichen Versorgers in den Bilanzkreis des neuen Versorgers um. **Dem neuen Versorger fällt damit die Verantwortung für die gesicherte Belieferung des**

**neuen Kunden zu.** Kommt er dieser Verantwortung systematisch nicht nach, wird ihm durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber das Recht zum Management von Bilanzkreisen entzogen (§ 23 Abs. 2 StromNZV), womit er faktisch vom physischen Strommarkt ausgeschlossen ist.

Die EEG-Stromerzeuger sind bereits in dieses System integriert. Mit der Direktvermarktung wechselt der entsprechende Einspeisepunkt in den Bilanzkreis der Strombörse (bei Vermarktung über die Börse) oder in den Bilanzkreis eines Energieversorgers. Dieser übernimmt auf vertraglicher Basis die EEG-Strommengen und verwendet sie zur Versorgung von Endkunden. Auf Seiten der Stromversorger sind die entsprechenden Geschäftsprozesse gut eingespielt und funktionieren weitgehend reibungslos. Die Bundesnetz-

agentur hat sich als zuständige Regulierungsbehörde bei der Überwachung und dem Monitoring der Prozesse bewährt.

**Mit dem Bilanzkreismodell erhält der Elektrizitätshandel mit seinen erfolgreich etablierten Strukturen, Datenverarbeitungskapazitäten und Strombörsen eine Perspektive, das Geschäft auch bei weiter steigenden EEG-Elektrizitätsmengen erfolgreich betreiben zu können.** Sollte es in den kommenden Jahren nicht gelingen, die EEG-Erzeugung in die Strukturen des liberalisierten Strommarkts einzugliedern, droht die Rückkehr in eine Elektrizitätsversorgung über staatlich kontrollierte Netzmonopole. Ein Stromhandel, der eines Tages nur noch 50 % oder weniger der Stromnachfrage abdeckt, hätte keine dauerhafte Existenzchance.

## Lösung des Kapazitätsproblems

- ▶ **Bilanzkreismanager** werden im Rahmen ihrer Beschaffungsstrategien zwischen dargebotsabhängigen regenerativen Quellen und steuerbaren Elektrizitätsmengen optimieren, wobei sie unter anderem **die Kosten für die Beschaffung von Backup-Kapazitäten** berücksichtigen.
- ▶ Im **Ergebnis** wird der weitere Ausbau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten **über die Marktpreissignale im Gleichgewicht** mit den Kapazitäten von Backup-Kraftwerken, Stromspeichern, Stromnetzen etc. erfolgen.



## EU-Anschlussfähigkeit

- ▶ Im Gegensatz zum Einspeiseprivileg ist die Förderung nach dem **Marktprämienmodell** voll **binnenmarkttauglich** und ermöglicht somit die Einbeziehung der regenerativen Elektrizität in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt.
- ▶ Perspektivisch ist ein **europaweites Marktintegrationsmodell** für erneuerbare Energien anzustreben.
- ▶ Um Doppelbelastungen für die deutschen und europäischen Verbraucher zu vermeiden, ist es zielführend, das **EU-Emissionshandelssystem** mit einer **europaweit koordinierten Ausbaustrategie für EE** abzustimmen.



**Das Marktintegrationsmodell bietet einen geeigneten Rahmen, um die Markt- und Systemintegration der EE voranzubringen und gleichzeitig einen europatauglichen Marktmechanismus, der konventionelle Erzeugung und Erneuerbare vereint.**

### 4.3. Lösung des Kapazitätsproblems

Mangels ausreichender Speicherkapazitäten und schleppendem Ausbau der Stromnetze ist Deutschland auch weiterhin auf konventionelle Kraftwerke angewiesen. Durch den rasanten Ausbau der erneuerbaren Energien ist der Anreiz, in konventionelle Reservekraftwerke zu investieren oder diese zu betreiben, jedoch drastisch gesunken. Das Marktintegrationsmodell ist ein Konzept für die konsequente Weiterentwicklung des Elektrizitätsmarkts, das sowohl eine Lösung für eine wettbewerbliche regenerative Elektrizitätsproduktion als auch für das sich mit dem EEG-Ausbau verstärkende Kapazitätsproblem bei der Elektrizitätserzeugung bietet.

Mit der Verpflichtung, EEG-Elektrizität über Bilanzkreise zu vermarkten, fällt die Aufgabe der Marktintegration von EEG-Elektrizität den Bilanzkreismanagern zu. **Im Rahmen ihrer Beschaffungsstrategien werden die Vertriebsunternehmen zwischen dargebotsabhängigen bzw. intermittierenden Elektrizitätsmengen aus regenerativen Quellen und steuerbaren Elektrizitätsmengen optimieren, wobei sie unter anderem die Kosten für die Beschaffung von Backup-Kapazitäten berücksichtigen.**

Entwickelt sich die regenerative Stromerzeugung dynamischer als die verfügbaren Backup-Kapazitäten, führt die damit verbundene Deckungslücke zu einem Kapazitätspreisanstieg. Damit wird **ein Investitionsanreiz zugunsten von Backup-Kraftwerken**, darunter auch steuerbare EEG-Anlagen wie beispielsweise Stromerzeugungskapazitäten aus Biomasse oder Wasserkraft, erzeugt. **Auch**



**ausländische Kapazitäten können in die Beschaffungsstrategie einbezogen werden.** Im umgekehrten Fall eines Ungleichgewichts zuungunsten von EEG-Kapazitäten wirken die relativen Preise zwischen konventioneller und regenerativer Elektrizität in Verbindung mit der Marktprämie zugunsten vermehrter regenerativer Investitionen. **Entscheidend ist, dass im Ergebnis der weitere Ausbau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten im Gleichgewicht mit den Kapazitäten von Backup-Kraftwerken, Stromspeichern etc. erfolgt und damit im Einklang mit den Elektrizitätswirtschaftlichen Versorgungsaufgaben.**

### 4.4. EU-Anschlussfähigkeit

Im vernetzten Europa von heute verstößt eine rein nationale Energiepolitik nicht nur gegen den EU-Energiebinnenmarkt, sondern ist auch ineffizient. **Insbesondere der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien muss zu deutlich geringeren Kosten realisiert werden als bisher. Dies ist nur durch Nutzung der unterschiedlichen Potenziale in der EU realisierbar.** Ziel ist eine stärkere Koordination bis hin zu einer Harmonisierung der Förderungen für erneuerbare Energien, damit Investoren für Wind- und Photovoltaik-Parks nicht nur im eigenen Land, sondern auch europaweit ihre Standorte nach Effizienz- und Qualitätskriterien auswählen können. **Dies bedarf jedoch perspektivisch einer europäisch einheitlichen Förderarchitektur.**

**Im Gegensatz zum Einspeiseprivileg ist die Selbstvermarktung von regenerativer Elektrizität einschließlich der Förderung nach dem Marktprämienmodell voll binnenmarkttauglich.** Ein gegenüber nationalen Sonderlösungen sehr viel



größerer europäischer Strombinnenmarkt dürfte die Marktintegration der regenerativ erzeugten Elektrizität sogar erheblich vereinfachen und damit den Ausbau der regenerativen Kapazitäten begünstigen. Statt zudem erneut einseitig in Deutschland „Kapazitätsmärkte“ zu etablieren, sollten marktwirtschaftlich orientierte Mechanismen eingeführt werden, die die europaweite Erzeugung von Strom aus konventionellen Kraftwerken, Speichern und erneuerbaren Energien berücksichtigt. Ziel ist es, möglichst alle großen Kostensenkungspotenziale im europäischen Verbund zu heben.

## 5. Schlussfolgerungen

Das Marktintegrationsmodell bietet die dringend notwendige mittel- bis langfristige Integration der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten in den wettbewerblichen Strommarkt. Damit wird der **Wettbewerb als Entdeckungsverfahren** für die Marktintegration wachsender EEG-Elektrizitätsmengen erschlossen. Zudem würde sich damit in Deutschland sogar die Schaffung eines zusätzlichen – regulatorisch wie von den Kosten her sehr anspruchsvollen und komplexen – Kapazitätsmarktes parallel zum *Energy-only*-Markt erübrigen. **Insofern verspricht das Marktintegrationsmodell eine mittelfristige Kostenentlastung der Elektrizitätskunden.**

Produce and Forget – so viel erneuerbare Energien wie möglich und zum Teil auch eine Überversor-

Mit dem Marktintegrationsmodell kann die regenerative Elektrizität in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt einbezogen werden. Perspektivisch ist ein europaweites Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien anzustreben. Um dabei Doppelbelastungen für die deutschen und europäischen Verbraucher zu vermeiden, ist es zielführend, das EU-Emissionshandelssystem mit einer europaweit koordinierten Ausbaustrategie für erneuerbare Energien abzustimmen.



gung mit Strom, der nicht genutzt wird – muss der Vergangenheit angehören. Jetzt geht es um eine intelligente, marktwirtschaftliche Vernetzung der Energiesysteme.

**Der Erfolg der Energiewende wird daran gemessen werden, ob Deutschland und auch Europa es schaffen werden, ein energiewirtschaftlich sinnvolles System zu etablieren, das über einen Marktmechanismus auch künftig innovativ und wettbewerbsfähig sein wird. Das Marktintegrationsmodell** bietet einen geeigneten Rahmen, um die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien voranzubringen und gleichzeitig einen ganzheitlichen, europatauglichen Marktmechanismus, der konventionelle Erzeugung, erneuerbare Energien und Speicher vereint.





Wirtschaftsrat der CDU e.V.  
**Haus des Wirtschaftsrates**  
Luisenstraße 44, 10117 Berlin  
Telefon: (0 30) 2 40 87-0  
Fax: (0 30) 2 40 87-405  
Internet: [www.wirtschaftsrat.de](http://www.wirtschaftsrat.de)  
E-Mail: [info@wirtschaftsrat.de](mailto:info@wirtschaftsrat.de)

**Verantwortlich:** Wolfgang Steiger, Generalsekretär  
Dr. Rainer Gerding, Bundesgeschäftsführer

**Inhaltliche  
Betreuung:** Björn Spiegel, Fachgebietsleiter Energiepolitik

**Herstellung:** STEINBACHER DRUCK GmbH

**Bildnachweis:** Fotolia®

**Stand:** Januar 2013