

## Stellungnahme:



Öffentliche Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und  
Energie des Deutschen Bundestages zum Gesetzentwurf  
der Bundesregierung für ein Gesetz zur grundlegenden  
Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Datum / Date

**26.05.2014**

Ort / Place

**Leipzig**

Dokumentversion / Document Release

**0001A**

## ZUSAMMENFASSUNG

Die European Energy Exchange (EEX) hält den vorliegenden Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein *Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes* im Wesentlichen für geeignet, um Fortschritte beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien und gleichzeitig bei der Kosteneffizienz und bei der Planbarkeit zu erreichen. Gleichwohl sehen wir vor allem bei der Steigerung der Kosteneffizienz und der Ausgestaltung der Marktintegration weiteres Potential für bessere Ergebnisse.

Mit Blick auf die im Gesetzentwurf gewählten Instrumente sind wir der Meinung, dass vor allem die verpflichtende Direktvermarktung und die beabsichtigte wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe mittels Ausschreibungen positiv zu bewerten sind.

Weiteres Entwicklungspotential sehen wir insbesondere bei der Kostenkontrolle und -steuerung, bei der Ausgestaltung der Förderstruktur in Form der Marktprämie sowie bei der Nutzung von Herkunftsnachweisen für die „grüne Eigenschaft“.

Zu folgenden Aspekten nehmen wir im Folgenden Stellung:

- **Stärkere Kostensteuerung anstatt ausschließlich Mengensteuerung**  
Eine Mengensteuerung erlaubt nur eine begrenzte Kostenkontrolle. Um den Zubau stärker an den Kosten zu orientieren, könnte bspw. die Förderung im Rahmen eines vorgegebenen Gesamtbudgets kombiniert mit Ausschreibungen vergeben werden.
- **Verpflichtende Direktvermarktung ist wichtiger Schritt zur Marktintegration**  
Der Übergang vom optionalen Marktprämienmodell zur obligatorischen Direktvermarktung ist der nächste logische Schritt einer Marktintegration Erneuerbarer Energien.
- **Förderstruktur: Gleitende Marktprämie kann keine Dauerlösung sein**  
Vermarkter von EEG-Strom haben bei gleitender Marktprämie nur einen begrenzten Anreiz, sich am Marktpreissignal zu orientieren. Besser wäre eine fixe Prämie auf Basis einer leistungsorientierten Förderung, bei der Erzeugung und Vermarktung ausschließlich marktbasiert erfolgen und Arbeit und Leistung entkoppelt sind.
- **Förderhöhe: Wettbewerbliche Ermittlung durch Ausschreibungen ist richtig**  
Um sicherzustellen, dass die Vergütungssätze so hoch wie nötig aber so niedrig wie möglich sind, sind Ausschreibungen als wettbewerbliches Verfahren geeignet.
- **Marktintegration Erneuerbarer Energien funktioniert nur mit leistungsfähigen Netzen und in einem großen und liquiden Markt**  
Ausreichende Netze und damit verbundener Netzausbau sind zentral für den Umbau des Elektrizitätssystems. Sie sind auch eine zentrale Voraussetzung dafür, dass eine Marktintegration der Erneuerbarer Energien gelingen kann.
- **Die Vermarktung der „grünen Eigenschaft“ von EEG-geförderten Energiemengen mittels Herkunftsnachweisen sollte ermöglicht werden**  
Die „grüne Eigenschaft“ von Erneuerbaren Energien hat einen Wert, der sich durch eine Vermarktung mittels Herkunftsnachweisen erschließen und zur Teilfinanzierung der Förderung verwenden lässt.

---

## ANMERKUNGEN ZUM GESETZENTWURF DER BUNDESREGIERUNG

### 0. Vorbemerkung

Die EEX bekennt sich zur Energiewende in Deutschland. Der Energiehandel und vor allem die Energiebörsen haben bereits einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Transformation des Energiesystems geleistet. Angesichts der ambitionierten Ausbauziele für Erneuerbare Energien und der mittlerweile stark gestiegenen Kosten ist es allerdings dringend geboten, die Förderung sowie die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien auf ein langfristig tragfestes Fundament zu stellen.

Bereits im Vorfeld haben wir uns bei zahlreichen Gelegenheiten in die Diskussion über die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eingebracht – zuletzt durch ein gemeinsames Positionspapier von EEX und EPEX SPOT zur Weiterentwicklung der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien in Deutschland. Das Papier ist im **Anhang** dieser Stellungnahme beigefügt oder auf der [EEX-Internetseite](#) abrufbar.

### 1. Stärkere Kostensteuerung anstatt ausschließlich Mengensteuerung

Bisher verfolgte das EEG ausschließlich Zubau-Ziele, weitgehend unabhängig von der Kostenentwicklung. Mit der aktuellen EEG-Novelle tritt der Kostenaspekt stärker in den Vordergrund und Kosteneffizienz wird zu einem weiteren politischen Ziel des EEG. Der Regierungsentwurf sieht als Instrument eine Steuerung der Zubau-Mengen mit Hilfe eines Ausbaukorridors vor, um eine bessere Kontrolle und Steuerung der mit dem weiteren Ausbau verbundenen Kosten zu erreichen. Das begrüßen wir als einen Schritt in die richtige Richtung.

Gleichwohl erlaubt eine Mengensteuerung nur eine begrenzte Kostenkontrolle. Daher sprechen wir uns dafür aus, den Zubau perspektivisch stärker an den Kosten zu orientieren. Als Steuerungskomponente kommt beispielsweise ein Förderkorridor in Frage, der die zur Verfügung stehenden finanziellen Mittel für eine Förderung vorab festlegt. In Verbindung mit einer wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe – wie zum Beispiel durch Ausschreibungen – ließe sich dann bei einem gegebenen Budget ein möglichst hoher Zubau an Erneuerbaren Energien erreichen. Gleichzeitig erlaubt ein solcher Ansatz eine stärkere Steuerungswirkung auf die von den Endkunden zu tragenden Kosten in Form der EEG-Umlage.

## 2. Verpflichtende Direktvermarktung ist wichtiger Schritt zur Marktintegration

In § 2 des EEG 2014 werden Grundsätze des Gesetzes benannt. So konkretisiert Abs. 2, dass Strom aus Erneuerbaren Energien zum Zweck der Marktintegration direkt vermarktet werden soll. **Wir begrüßen, dass mit der EEG-Reform die Direktvermarktung verpflichtend eingeführt werden soll.** Der Übergang vom optionalen Marktprämienmodell zur obligatorischen Direktvermarktung ist aus unserer Sicht der nächste logische Schritt auf dem eingeschlagenen Weg zur vollständigen Marktintegration Erneuerbarer Energien. Bereits heute befindet sich rund die Hälfte der installierten erneuerbaren Leistung im Marktprämienmodell. Deren Betreiber und eine Reihe von Direktvermarktungsunternehmen haben dadurch bereits Erfahrungen mit der Marktteilnahme und Direktvermarktung sammeln können.

Positiv erachten wir auch, dass der Regierungsentwurf bei der Festlegung von Schwellenwerten für die verpflichtende Direktvermarktung ambitionierter ist im Vergleich zum Koalitionsvertrag und den ebenfalls maßgeblichen Leitlinien der EU-Kommission zu staatlichen Umweltschutz- und Energiebeihilfen (EEAG). Das gilt sowohl für die Höhe der Schwellenwerte als auch für die zeitliche Staffelung ihrer Anwendung.

## 3. Förderstruktur: Gleitende Marktprämie kann keine Dauerlösung sein

Mit der Beibehaltung der rückwirkend (ex post) kalendermonatlich ermittelten gleitenden Marktprämie wird die Chance auf eine vollständige Marktintegration der Erneuerbaren Energien verpasst, vgl. § 32. Da in diesem Modell Vermarkter von EEG-Energiemengen keinen Anreiz haben, grenzkostenbasiert zu bieten, kann es zu ineffizienten Produktionsentscheidungen und unerwünschten Verzerrungen des Großhandelsstrompreises kommen. Wir sehen daher die gleitende Marktprämie lediglich als Übergangsmodell, das bei dem zu erwartenden weiteren Zubau von Erneuerbaren Energien auf Dauer nicht tragfähig sein wird.

**Stattdessen plädieren wir für die perspektivische Umstellung der Förderstruktur auf eine im Voraus (ex ante) ermittelte, fixe Marktprämie auf Basis einer leistungsbasierten Förderung: Anstatt wie bisher die erzeugten und eingespeisten Energiemengen zu vergüten, sollte zukünftig die Errichtung von installierter Erzeugungskapazität gefördert werden. Die Produktionsentscheidung fällt dann ausschließlich aufgrund des Marktpreissignals.**

Alternativ dazu wäre auch eine arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent denkbar. Dabei würde zwar wie bisher die Erzeugung von Kilowattstunden vergütet, gleichzeitig würde die Förderung aber auf ein vorab definiertes Kontingent begrenzt. Im Ergebnis würden beide Varianten zu vergleichbaren Ergebnissen führen, wobei die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent einen höheren administrativen Aufwand erfordern würde.

Auf diese Weise orientieren sich Erneuerbare Energien am Marktpreis. Überangebot, negative Preise und damit unnötig hohe Kosten werden vermieden. Für weitere Details wird an dieser Stelle auf das der Stellungnahme beigefügte Positionspapier zur Weiterentwicklung der Fördermechanismen verwiesen.

**Sollte vorerst an der gleitenden Marktprämie festgehalten werden, empfiehlt die EEX, zum jetzigen Zeitpunkt zumindest im Rahmen einer Verordnungsermächtigung eine Perspektive zur Weiterentwicklung der Marktprämie in das EEG 2014 aufzunehmen.**

Dennoch enthält der Regierungsentwurf auch zur Marktprämie positive Ansätze. Hervorzuheben ist dabei die in § 33 in Verbindung mit § 34 vorgesehene Fernsteuerbarkeit als Bedingung zur Inanspruchnahme der Marktprämie. Damit wird eine unmittelbarer Voraussetzung und Anreize geschaffen, damit erneuerbaren Energien-Anlagen einen größeren Beitrag zur Systemstabilität leisten.

#### **4. Förderhöhe: Wettbewerbliche Ermittlung durch Ausschreibungen ist richtig**

Um unnötige Belastungen der Verbraucher zu vermeiden und sicherzustellen, dass die Vergütungssätze so hoch wie nötig und gleichzeitig so niedrig wie möglich sind, sollten diese in einem regelmäßigen wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden. Daher begrüßen wir die Pläne, im Rahmen der EEG-Reform eine Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen/Auktionen im Wettbewerb anzustreben, vgl. § 2 Abs. 5.

Da das Ausschreibungsmodell einer sorgfältigen Vorbereitung und Ausgestaltung bedarf, halten wir die Entscheidung zur Einführung eines Pilotprojekts, wie es zunächst für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorgesehen ist, für gerechtfertigt. **Wir begrüßen das Ziel, das Pilotprojekt schnellstmöglich umzusetzen.**

Unklar erscheint uns bei dem vorliegenden EEG-Entwurf allerdings, wie das weitere Vorgehen über das Pilotprojekt hinaus bei anderen Erneuerbaren Energieträgern konkret ausgestaltet werden soll, um das Ziel zu erreichen, bis spätestens 2017 vollumfänglich Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe nutzen zu können (vgl. § 2 Abs. 5). Zwar sieht § 95 einen Ausschreibungsbericht zu den PV-Ausschreibungen nach § 53 vor, der von der Bundesregierung bis zum 30. Juni 2016 vorlegt werden soll und neben Erfahrungen auch Handlungsempfehlungen für das weitere Vorgehen bei Ausschreibungen enthalten soll. Gleichwohl erscheint uns der Zeitrahmen zwischen dem Erscheinen des Berichts zur Jahreshälfte 2016 und dem Ziel der umfassenden Ausschreibungen bis Ende 2017 als kaum ausreichend für eine angemessene Umsetzung. **Daher regen wir an, den Ausschreibungsbericht bereits für Ende 2015/Anfang 2016 vorzusehen.**

Außerdem schlagen wir vor, vorhandene Erfahrungen mit wettbewerblichen Instrumenten und entsprechende Marktinfrastrukturen im Rahmen der Ausgestaltung bzw. Durchführung der Ausschreibungen, zum Beispiel im Rahmen von Auktionen, mit einzubeziehen. **Insofern begrüßen wir die Öffnungsklausel des § 65 Abs. 4 Nr. 1, die vorsieht, an Stelle der Bundesnetzagentur auch eine andere juristische Person des öffentlichen Rechts oder des Privatrechts mit entsprechenden Aufgaben im Zusammenhang mit der Durchführung der Ausschreibung/Auktion zu beauftragen.**

Aus Sicht der EEX wäre auch eine Börse als organisierter Handelsplatz geeignet, einen Beitrag bei der wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe zu leisten – insbesondere als Infrastruktur bei der Durchführung von Auktionen. Im Fall der EEX käme hinzu, dass sie sowohl einem öffentlich-rechtlichen Statut unterliegt als auch über umfangreiche Erfahrungen mit Auktionen im öffentlichen Auftrag verfügt.

## **5. Marktintegration Erneuerbarer Energien funktioniert nur mit leistungsfähigen Netzen und in einem großen und liquiden Markt**

§ 2 Abs. 1 benennt eine verbesserte Markt- und Netzintegration als ein Ziel des EEG, um die angestrebte Transformation des Elektrizitätssystems zu erreichen. Gleichwohl können die beiden Teilbereiche Markt und Netz nicht losgelöst von einander betrachtet werden, vielmehr bedingen sich beide gegenseitig. In diesem Sinne ist der Netzausbau zentral für den Umbau des Energiesystems und damit für das Erreichen der Ziele der Energiewende und darüber hinaus auch für die Vollendung des Europäischen Energiebinnenmarkts.

Aus Sicht der Börse bedeutet das, dass der Markt zwar Angebot und Nachfrage auf Grundlage von Marktpreisen zum Ausgleich bringen kann, aber für die physikalische Umsetzung letztlich ausreichend Netze notwendig sind. Dabei ist der grenzüberschreitende Handel in die Überlegungen zur Markt- und Netzintegration der Erneuerbaren Energien mit einzubeziehen. Große und liquide Marktgebiete sind hier wesentliche Voraussetzung, da sie einen weiträumigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch ermöglichen.

Deutschland und Österreich bilden heute im Strommarkt auf Großhandelsebene eine gemeinsame, grenzüberschreitende Preiszone. Dieses Konzept der „Kupferplatte“ wird aber zunehmend in Frage gestellt durch ein Nord-Süd-Gefälle zwischen Erzeugung und Verbrauch. In der Folge kann es in einzelnen Situationen zu angespannten Netzsituationen kommen, die Eingriffe der Netzbetreiber erfordern.

Gleichzeitig führt der bislang unzureichende Netzausbau innerhalb Deutschlands dazu, dass die Vorhaltung von Reservekraftwerken für die Netzstabilität in Deutschland deutlich ansteigt. Infolgedessen hat die Bundesnetzagentur in ihrem Bericht zur Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs vom 2. Mai 2014 erstmals eine Aufteilung der Preiszone als (wenn auch temporäre) Option benannt.

Eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone wäre jedoch ein schwerwiegender Markteingriff – unabhängig davon, ob die Aufteilung innerhalb Deutschlands oder an der deutsch-österreichischen Grenze erfolgen würde.

**Eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone würde eine Reihe von negativen Folgewirkungen hervorrufen, die die beabsichtigten und als positiv erachteten Wirkungen deutlich übersteigen:**

- Die bestehende Liquidität an Spot- und Terminmärkten würde aufgeteilt und verringert werden.
- Marktteilnehmer mit offenen Terminkontrakten werden einem Basisrisiko ausgesetzt, da der Basiswert (Underlying) ihrer langfristigen Terminkontrakte vor Fälligkeit des Produkts wegbricht. Bisher ist nicht klar, wie dieses Risiko adäquat abgesichert werden kann.
- Zunahme der Marktkonzentration in kleineren Preiszonen und Marktmacht einzelner Marktakteure.
- Die Erzeugungsstruktur wäre homogener als in einer größeren Preiszone; schwer vorhersehbare Preisbewegungen wären die Folge.
- Eine Innerdeutsche Aufteilung würde zu unterschiedlichen Marktpreisen und unterschiedlichen Abgaben wie EEG-Umlage z.B. für Süd- und Norddeutschland führen.

**Da eine wesentliche Ursache für den Anstieg des Reservekraftwerkbedarfs innerdeutsche Netzengpässe sind, führt – bei absehbar zunehmender Einspeisung Erneuerbarer Energien – kein Weg am Netzausbau als dauerhafte und langfristige Lösung vorbei.** Temporär können Redispatch-Maßnahmen und grenzüberschreitende Kooperationen der Netzbetreiber – wie sie z.B. bereits an der deutsch-polnischen Grenze stattfinden – sinnvolle und angemessene Instrumente sein. Eine Aufteilung der bewährten deutsch-österreichischen Preiszone sollte in jedem Fall vermieden werden.

## **6. Die Vermarktung der „grünen Eigenschaft“ von EEG-geförderten Energiemengen mittels Herkunftsnachweisen sollte ermöglicht werden**

Die weiterhin bestehenden Beschränkungen des Doppelvermarktungsverbots (§ 76) in Bezug auf die Vermarktung der „grünen Eigenschaft“ von EEG-Energiemengen mittels Herkunftsnachweisen (HKN) sind aus unserer Sicht weder sachgerecht noch notwendig. Es wird die Gelegenheit ungenutzt gelassen, eine direkte und unabhängige Vermarktung der „grünen“ Eigenschaft des überwiegenden Teils der in Deutschland produzierten Erneuerbaren Energie zu erreichen.

Schließlich zeigen die etwa fünf Millionen Haushalte mit einem „Ökostromtarif“ in Deutschland die Nachfrage nach entsprechenden Produkten mit „grüner“ Eigenschaft. Offenkundig besteht bei vielen Menschen die Bereitschaft, auch finanzielle einen größeren Beitrag zu leisten und mehr Erneuerbaren Energien zu beziehen als der Durchschnittsverbraucher. Diese Zahlungsbereitschaft ließe sich erschließen zur Finanzierung der Energiewende und zur Senkung der von der Allgemeinheit zu tragenden EEG-Umlage.

Und es gibt eine weitere paradoxe Situation: Energieversorger, die einen Stromtarif mit Erneuerbaren Energien anbieten, bei dem der Anteil der Erneuerbaren über dem Durchschnittswert der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland liegt, z.B. im Falle eines „100% Ökostromtarifs“, müssen für die zusätzlichen ausgewiesenen Mengen an Erneuerbaren Energien entsprechend den Vorgaben zur Stromkennzeichnung nach § 42 Abs. 5 EnWG verpflichtend Herkunftsnachweise verwenden. Es stellt sich allerdings die Frage, wie dieser HKN-Nutzungspflicht Genüge getan werden kann, wenn gleichzeitig de facto keine oder nur sehr wenige Herkunftsnachweise für in Deutschland erzeugte Erneuerbaren Energiemengen aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung des Doppelvermarktungsverbots ausgestellt werden. In der Praxis wird daher vor allem auf Herkunftsnachweise aus dem europäischen Ausland zurückgegriffen.

**Daher ist es an der Zeit, das Doppelvermarktungsverbot in seiner jetzigen Ausgestaltung zu überprüfen. Ziel sollte sein, eine direkte und von der EEG-Vergütung unabhängige Vermarktung der „grünen“ Eigenschaft aller in Deutschland Erneuerbaren Energie produzierten Strommengen zu erreichen.** Eine Doppelvermarktung ließe sich nachwievor ausschließen, wenn lediglich eine Umstellung der Vermarktung erfolgt. Die grüne Eigenschaft sollte nicht mehr „verpflichtend“ über den EEG-Anteil der Stromrechnung ausgewiesen werden, sondern könnte separat in Form von Herkunftsnachweisen nachgewiesen werden. Es erfolgt keine zusätzliche Vermarktung, stattdessen wird die Vermarktung insgesamt umgestellt und auf zwei Teilbereiche aufgeteilt.

Umsetzen ließe sich die Vermarktung der „grünen Eigenschaft“ von EEG-geförderten Energiemengen beispielsweise durch eine optionale Grünstromabgabe oder eine reduzierte Marktprämie. In beiden Fällen erhalten die Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen (oder von ihnen beauftragte Dritte, z.B. Direktvermarkter) die Möglichkeit, sich Herkunftsnachweise ausstellen zu lassen. Das Recht dazu erhalten die Anlagenbetreiber entweder optional durch Zahlung einer Grünstromabgabe oder optional durch eine Reduzierung der Marktprämie. Die erhaltenen Herkunftsnachweise können auf dem Markt für Herkunftsnachweise gehandelt werden oder direkt zur Belieferung von Endkunden mit einem Grünstromtarif verwendet werden. Die Höhe der Grünstromabgabe bzw. die Reduzierung der Marktprämie kann administrativ festgelegt oder an einen Marktpreis, z.B. Preis für Herkunftsnachweise an der EEX, gekoppelt werden. Ein vergleichbarer Ansatz kommt heute bereits in Österreich zur Anwendung. Die Einnahmen aus der optionalen Grünstromabgabe bzw. die geringeren Auszahlungen an Erneuerbaren-Anlagenbetreiber im Fall einer reduzierten Marktprämie würden unmittelbar dem EEG-Konto zu Gute kommen.

Unserer Auffassung nach enthält der vorliegende Regierungsentwurf bereits Ansätze, die eine Neuauslegung des Doppelvermarktungsverbots ermöglichen. So sieht die Verordnungsermächtigung in § 86 Nr. 6 vor, dass abweichend die Ausweisung von Strom geregelt werden kann, für den eine finanzielle Förderung in Anspruch genommen wird. Aus unserer Sicht sollte die Weiterentwicklung des Doppelvermarktungsverbots konsequenter und bereits im Rahmen der EEG-Reform selbst erfolgen.

---

## KONTAKT

Daniel Wragge  
Head of Political Communications

daniel.wragge@eex.com

Robert Gersdorf  
Senior Expert Political Communications

robert.gersdorf@eex.com

European Energy Exchange AG  
Augustusplatz 9  
DE-04109 Leipzig  
www.eex.com

### **Über die EEX**

Die European Energy Exchange (EEX) ist die führende europäische Energiebörse. Sie entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte, an denen Strom, Erdgas, CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen, Kohle und Herkunftsnachweise gehandelt werden. Im Zuge ihrer Mehrheitsbeteiligung an der Cleartrade Exchange (CLTX) bietet die EEX zudem die Märkte für Fracht, Eisenerz, Schiffsdiesel und Dünger an. Clearing und Abwicklung aller Handelsgeschäfte übernimmt das Clearinghaus European Commodity Clearing AG (ECC). EEX ist Mitglied der Eurex Group.

Anlage zur

Stellungnahme der EEX zum Gesetzentwurf der  
Bundesregierung für ein Gesetz zur grundlegenden Reform  
des Erneuerbare-Energien-Gesetzes



Positionspapier der  
European Energy Exchange und EPEX SPOT

---

Weiterentwicklung der Fördermechanismen für  
Erneuerbare Energien in Deutschland

Datum	<i>05.02.2014</i>
Ort	<i>Leipzig &amp; Paris</i>
Dokumentversion	<i>0001A</i>

## 1. Einführung

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in seiner heutigen Form hat effektiv zu einem starken Zubau einer Vielzahl unterschiedlicher Technologien zur Erzeugung regenerativen Stroms in Deutschland geführt. Die seit 2012 im EEG verankerte Möglichkeit der Direktvermarktung hat es zudem ermöglicht, dass regenerativ erzeugte elektrische Energie („Erneuerbare Energien“) in großem Umfang aktiv vermarktet und somit näher an den Markt herangeführt werden konnte.

### **Ausbauziele für Erneuerbare Energien im Koalitionsvertrag bestätigt**

Die mit dem EEG erreichte breite Technologiebasis ist erforderlich, um die Ausbauziele im aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung erreichen zu können: Über 35% im Jahr 2020 und 50% im Jahr 2030 sollen 2050 schließlich 80% des Stromverbrauchs in Deutschland durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Die Ausbauziele werden durch den aktuellen Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD bestätigt und weiter konkretisiert. Dort heißt es: *„Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor: 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035. Jährlich wird der Fortgang des Ausbaus im Hinblick auf Zielerreichung, Netzausbau und Bezahlbarkeit überprüft [...]“*<sup>i</sup>

### **EU-Emissionshandel bleibt das maßgebliche Klimaschutz-Instrument**

Aus politischer Sicht ist demnach eine weitere Förderung Erneuerbarer Energien gewollt und sinnvoll. Gleichwohl ist der EU-Emissionshandel das maßgebliche Klimaschutzinstrument zur Erreichung von CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen, weil er eine kosteneffiziente und sektorübergreifende Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglicht. Daher sollte der EU-Emissionshandel, unabhängig von nationalen Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energien, als Leitinstrument der Klimapolitik gestärkt werden. Dies bedeutet, die Ziele am langfristigen Rahmen bis 2050 auszurichten, unterstützt von einer nachhaltigen, strukturellen Reform des Handelssystems.

### **Kostendynamik durch Stärkung der wettbewerblichen Strukturen stabilisieren**

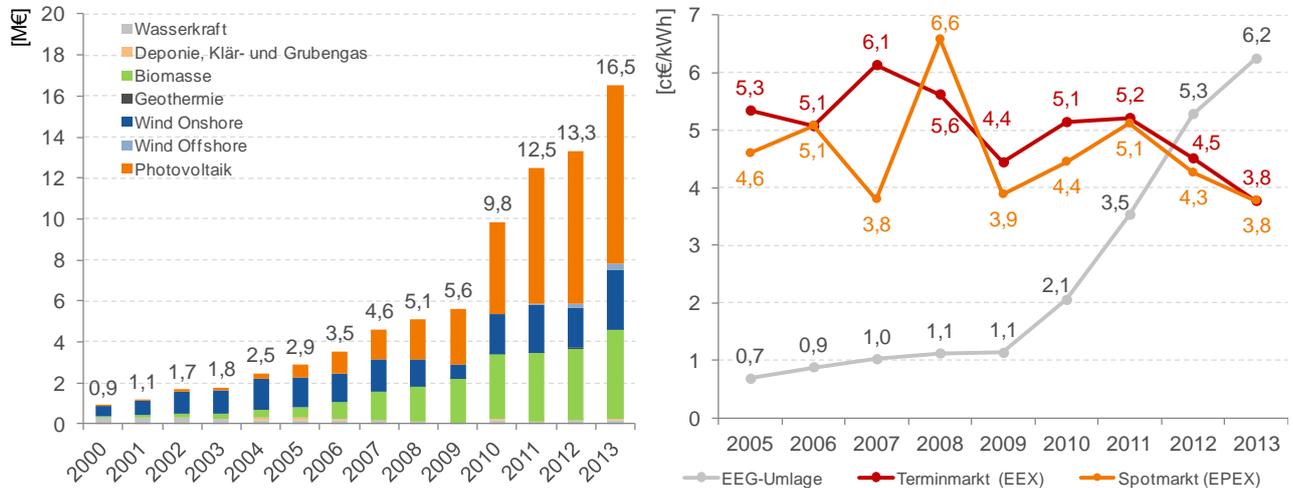
Es besteht weitgehend Einigkeit in der Energiebranche und seitens der politischen Akteure, dass die Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energien weiterentwickelt werden müssen. Begründet wird dies damit, dass die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien kontrolliert und stabilisiert werden sollen.

Als Indikator für die Förderkosten wird, aufgrund zahlreicher verzerrender Effekte, statt der EEG-Umlage oftmals die Deckungslücke zwischen Vermarktungserlösen der Erneuerbaren Strommengen und den Ausgaben für Einspeisetarife bzw. Marktprämien herangezogen (sog. Differenzkosten, s. Abbildung 1, links)<sup>ii</sup>. Es ist ein erklärtes Ziel der im Koalitionsvertrag angekündigten EEG-Reform, diese Förderkosten zu begrenzen.

**Abbildung 1** (Quellen: EEX, EPEX SPOT, BDEW)

Entwicklung der Differenzkosten (links)

Entwicklung von EEG-Umlage, EEX Terminmarktpreis und EPEX SPOT Spotmarktpreis (rechts)



Der starke Anstieg der Förderkosten in den vergangenen Jahren und die Regelungen zur Umlage dieser Kosten haben dazu geführt, dass die EEG-Umlage vor Steuern mittlerweile rund ein Viertel des Haushaltsstrompreises darstellt. Die wettbewerblich ermittelte Komponente der Strompreise für Haushalte verursacht demgegenüber heute, 15 Jahre nach der Liberalisierung der Strommärkte, weniger als 24%, und verliert weiter an Bedeutung<sup>iii</sup>. Auf Großhandelsebene zeigt sich: Die EEG-Umlage übersteigt mittlerweile sowohl den Terminmarktpreis des Frontjahres als auch den Spotmarktpreis (s. Abbildung 1, rechts).

## Zwei Kernforderungen zur Weiterentwicklung des EEG

EPEX SPOT und EEX begrüßen die Pläne der Bundesregierung zur EEG-Reform, die einen wichtigen Schritt in die richtige Richtung darstellen. Anstelle einer vollständigen Abkehr vom heutigen System, beispielsweise durch den Wechsel in ein Quotensystem, wird eine kontinuierliche Weiterentwicklung des heutigen EEG hin zu einer verpflichtenden Direktvermarktung mit marktgerechter Festlegung der Förderhöhe befürwortet. Darüber hinaus schlagen EPEX SPOT und EEX vor, diese Weiterentwicklung an zwei Kernmerkmalen auszurichten:

- **Grenzkostenbasierte Marktintegration Erneuerbarer Energien:** Vermarkter von EEG-Strom bieten diesen zu Grenzkosten an. Dabei ist die Höhe der Grenzkosten nebensächlich; insbesondere führen Grenzkosten von Null, wie bei Wind, zu Geboten zum Preis von Null.
- **Ex-ante Ermittlung der Fördersummen über einen wettbewerblichen Mechanismus:** Dies stellt sicher, dass die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien so hoch wie nötig, aber so niedrig wie möglich sind.

Der erste Punkt adressiert die Struktur der Auszahlungen, während der zweite Punkt die Höhe der Auszahlungen an EEG-Anlagen betrifft. Die Fördermechanismen für Erneuerbarer Energien sollten so weiterentwickelt werden, dass diese zwei Ziele erreicht werden. Zudem sollte eine Kostenkontrolle ermöglicht werden, beispielsweise über eine Begrenzung des Förderbudgets für Erneuerbare Energien. Bei gleichzeitiger Festlegung eines Ausbaupfads oder -korridors wird eine langfristige Planungssicherheit für alle Marktakteure möglich.

## 2. Grenzkostenbasierte Marktintegration der Erneuerbaren Energien

Seit 2010 wird über das EEG geförderter Strom im Zuge der Ausgleichsmechanismusverordnung erfolgreich und transparent an den Spotmärkten der EPEX SPOT vermarktet. Die Integration der EEG-Mengen in die gekoppelten zentralwesteuropäischen Strommärkte ermöglicht es, tages- und jahreszeitenabhängige Schwankungen in der Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien auszugleichen und sowohl positive als auch negative Preisspitzen einzudämmen.

### Marktintegration und flexibler Stromhandel als Schlüssel zur effizienten Energiewende

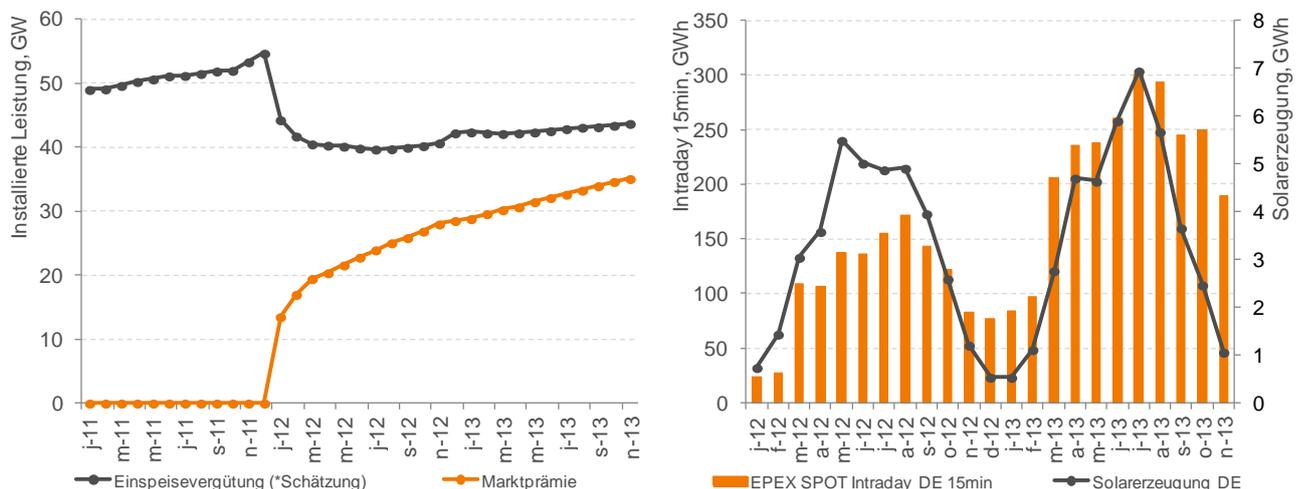
Im Jahr 2012 hat darüber hinaus die Möglichkeit der Direktvermarktung im Marktprämienmodell dazu geführt, dass Vermarkter ihren EEG-Strom verstärkt bedarfsgerecht einspeisen und direkt an der Strombörse absetzen. Mit Stand November 2013 befand sich rund die Hälfte der installierten erneuerbaren Leistung im Marktprämienmodell, welches besonders häufig von Windanlagenbetreibern in Anspruch genommen wird (s. Abbildung 2, links).

Auch der flexible Stromhandel an liquiden Intradaymärkten, u.a. mit Viertelstundenprodukten, ist ein effizienter Weg, fluktuierende Erneuerbare Energien kurzfristig in den Markt zu integrieren (s. Abbildung 2, rechts). Tatsächlich haben sich in den letzten fünf Jahren die an EPEX SPOTs Intradaymärkten gehandelten Mengen verzehnfacht.

**Abbildung 2** (Quellen: EPEX SPOT, Eurowind, Übertragungsnetzbetreiber)

Entwicklung der Fördermodelle in Deutschland (links)

Entwicklung der EPEX SPOT Intraday 15-Minuten-Produkte & Solareinspeisung in Deutschland (rechts)



Akteure aus Politik und Energiewirtschaft sind sich einig, dass diese ersten Schritte wichtig für eine zukünftig vollständige Integration Erneuerbarer Energien in den Großhandelsmarkt sind:

- Im **Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur** heißt es: „Die neue Form der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die ÜNB über die Spotbörse (Day-ahead & Intraday) [ist] gut dazu geeignet, die erzeugten EEG-Mengen erfolgreich und transparent zu vermarkten.“<sup>iv</sup>
- Und im **Koalitionsvertrag der Bundesregierung** wiederum: „Unser Grundsatz lautet: Das EEG ist ein Instrument zur Markteinführung von Erneuerbaren Energien. Sie sollen perspekti-

*visch ohne Förderung am Markt bestehen. Daher wird die Koalition die Erneuerbaren Energien in den Strommarkt integrieren.“<sup>v</sup>*

## **Fixe Einspeisevergütung und Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie als Übergangsmodelle**

Trotz dieser ersten Schritte in Richtung Marktintegration der Erneuerbaren Energien reagieren Vermarkter von EEG-Strom auch heute noch nicht vollumfänglich auf die Preissignale am Spotmarkt. Dies kann - im Widerspruch zu den Leitlinien der Europäischen Kommission<sup>vi</sup> - zu ineffizienten Produktionsentscheidungen führen, weil die Vermarkter von EEG-Strom nicht grenzkostenbasiert anbieten. Langfristig können die gemäß EEG gebräuchlichsten Vermarktungsformen von regenerativ erzeugtem Strom damit zu einer unerwünschten Verzerrung des Großhandelsstrompreises führen.

Tatsächlich haben Verkäufer von EEG-Strom den Anreiz, negative Gebote an der Börse zu platzieren, obwohl die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung auch für EEG-Anlagen positiv sind:

- Im Falle der **fixen Einspeisevergütung** werden preisunabhängige Gebote für EEG-Strom abgegeben. Produzenten von EEG-Strom haben somit keinen Anreiz, auf Preise zu reagieren und damit bedarfsgerecht einzuspeisen.
- Im Falle des **Marktprämienmodells** ist der Anreiz für negative Gebote stark abgeschwächt, allerdings haben auch hier Vermarkter von EEG-Anlagen einen Anreiz, bis zum negativen Wert der erwarteten Marktprämie und ggf. zusätzlicher Managementprämie zu bieten. Kurzfristige Grenzkosten der Anlage spielen folglich eine untergeordnete Rolle. Dies kann langfristig zu einer Verzerrung der Merit Order und zu ineffizienten Produktionsentscheidungen führen.

Dieses Gebotsverhalten, das die EEG-Anlage gegen die Summe aus Einspeisevergütung bzw. Marktprämie und Börsenpreis optimiert, stellt somit nicht die fundamentale Angebots- und Nachfragefrage am Markt dar. In den Stunden, in denen EEG-Anlagen den Preis setzen, sind die Preise am Spotmarkt verzerrt und niedriger, als sie es wären, wenn Betreiber von EEG-Anlagen ihre kurzfristigen Grenzkosten bieten würden.

Dieses Problem wird langfristig zum Tragen kommen, wenn der Anteil der Erneuerbaren Energien weiter wächst und diese regelmäßig den Preis setzen. Im Falle der Direktvermarktung im Marktprämienmodell kommt es zu einem selbstverstärkenden Effekt: Wenn Vermarkter den negativen Wert der Marktprämie bieten, sinkt der Preis. In der Folge steigt die Marktprämie, was die Preise weiter sinken und die EEG-Umlage weiter steigen lässt. Diese Dynamik ist auf Dauer nicht tragfähig.

## **Weiterentwicklung zur verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis arbeits- oder leistungsbasierter Förderung**

Die bisherige Praxis der Direktvermarktung im Marktprämienmodell stellt gegenüber der fixen Einspeisevergütung bereits einen Schritt in die richtige Richtung dar, weil dadurch zumindest stark ausgeprägte negative Gebote verhindert werden. Daher begrüßen EEX und EPEX SPOT die Stoß-

richtung der EEG-Reform, welche ab 2015 eine verpflichtende Direktvermarktung für Anlagen ab 500kW vorsieht.

Um einen wirklichen Schritt in Richtung Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien zu gewährleisten, schlagen EPEX SPOT und EEX darüber hinaus vor, für Neuanlagen eine Weiterentwicklung hin zu einer verpflichtenden Direktvermarktung mit ex-ante Festlegung der Förderhöhe anzustreben.

Damit soll zukünftig sichergestellt werden, dass Akteure im Zuge der Direktvermarktung unmittelbar auf den Großhandelspreis reagieren, um Angebot und Nachfrage effizient zusammenführen zu können. Im Wesentlichen werden momentan zwei Varianten diskutiert<sup>1</sup>, wie die Reaktion auf Großhandelspreise durch die Vermarkter von EEG-Strom verbessert werden kann:

- Eine **arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent**: Zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt entspricht dies einer Förderung je eingespeister Megawattstunde, bei der jedoch die Anzahl der förderbaren Stunden pro Jahr begrenzt wird;
- Eine **leistungsbasierte Förderung**: Zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt werden hierbei EEG-Anlagen nicht je eingespeister Megawattstunde, sondern für ihre zur Verfügung gestellte Leistung vergütet.

### Leistungsbasierte Förderung

Bei einer leistungsorientierten Förderung erhalten EEG-Anlagen zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt keine Vergütung für erzeugte Arbeit, sondern für die installierte Leistung. Es entsteht ein Anreiz, Strom zu Grenzkosten zu verkaufen. Dadurch ist der kurzfristige Einsatz der Erzeugungsanlagen (Dispatch) effizient und der resultierende Preis spiegelt die Marktlage korrekt wider.

Im Falle von konventionellen Kraftwerken hat die Bereitstellung von Leistung einen Wert, weil sie benötigt wird, um die unstete Einspeisung Erneuerbarer Energien abzusichern. Bei dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien ist dieser Wert stark verringert, weil sie kaum gesicherte Leistung bereitstellen. Im Falle Erneuerbarer Energien zielt ein sinnvoller Fördermechanismus daher vielmehr darauf ab, elektrische Arbeit möglichst kostengünstig bereitzustellen.

Ein technologieutraler Ansatz der leistungsorientierten Förderung ist hierbei nicht sinnvoll: eine solche Förderung begünstigt nicht die Anlagen mit den geringsten Durchschnittskosten je MWh, wie es wünschenswert ist, sondern Anlagen mit niedrigen Investitionskosten. Das kann Anlagen benachteiligen, die zwar hohe Investitionskosten haben – aber auch niedrige Durchschnittskosten, weil sie vergleichsweise stark ausgelastet sind. Eine technologiespezifische und leistungsorientierte Förderung ist demgegenüber grundsätzlich denkbar, weil hier nur Anlagen eines Segments kon-

---

<sup>1</sup> Daneben wird teilweise vorgeschlagen, die heutigen Vergütungszahlungen in Stunden mit negativen Preisen nicht auszuzahlen oder die Abgabe negativer Gebote direkt zu verbieten. Beide Vorschläge lösen aber die vorhandenen Fehlansätze nur unzureichend und versuchen lediglich, Symptome zu heilen. Ein Verbot negativer Preise würde zudem auch konventionelle Kraftwerke betreffen, für die jedoch eine Abgabe negativer Gebote ökonomisch sinnvoll und wünschenswert sein kann.

kurrieren, deren Kosten- und Erzeugungsstrukturen relativ ähnlich sind. Verbleibenden Fehlanreizen bei der Anlagenauslegung kann mit einem Benchmarking-Verfahren begegnet werden.

### **Arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent**

Im Falle der arbeitsbasierten Förderung mit Mengenkontingent wird diskutiert, die Anzahl der Stunden zu begrenzen, für die eine Marktprämie gezahlt wird. So ist denkbar, nur eine festgelegte Gesamtmenge an erzeugten Megawattstunden über die Abschreibungsdauer einer Erzeugungsanlage zu vergüten. Zusätzlich kann auch festgelegt werden, dass pro Jahr nur eine bestimmte Anzahl an Stunden vergütet wird.

Wenn die Anzahl der geförderten Stunden pro Jahr für eine Technologie höchstens der Anzahl Stunden entspricht, in denen der Preis oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Technologie liegt, und die Vermarkter des EEG-Stroms die Preisbildung optimal antizipieren, entsteht ein Anreiz für Betreiber von EEG-Anlagen, zu kurzfristigen Grenzkosten anzubieten.

Diese Überlegung zeigt, dass die Festlegung der richtigen Mengenkontingente schwierig ist, und dass die Mengenkontingente regelmäßig angepasst werden müssen. Zudem ist nicht klar, ob die Mengenkontingente technologiespezifisch festgelegt werden sollten. Die genannten Fehlanreize bei der Anlagenauslegung bei leistungsbasierter Förderung bestehen auch hier.

Letztlich erscheinen die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent und die leistungsbasierter Förderung im Wesentlichen identisch.<sup>vii</sup> Dies wird deutlich, wenn man sich den Fall eines geringen Mengenkontingents vorstellt: Die zu erwartende Fördersumme ist dann faktisch arbeitsunabhängig. Es bleibt also festzuhalten, dass beide genannten Fördervarianten eine Marktintegration Erneuerbarer Energien leisten können. Da die arbeitsbasierte Förderung aufwändiger umzusetzen ist, scheint die leistungsbasierter Förderung vorzugswürdig, wenngleich die Unterschiede zwischen beiden Varianten gering sind.

## **3. Wettbewerbliche Ermittlung der Fördersummen**

Die Förderzahlungen für Erneuerbare Energien, die sich 2013 voraussichtlich auf 20,4 Mrd. Euro<sup>viii</sup> belaufen, wurden bisher vom Gesetzgeber festgelegt und sind fraglos ausreichend, um Investitionen herbeizuführen. Gleichzeitig ist es wahrscheinlich, dass die Vergütungssätze gesenkt werden können, ohne dass der Ausbau Erneuerbarer Energien zum Erliegen kommt. Um unnötige Belastungen der Verbraucher zu vermeiden und sicherzustellen, dass die Vergütungssätze so hoch wie nötig und gleichzeitig so niedrig wie möglich sind, sollten diese in einem regelmäßigen wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden. Daher begrüßen EEX und EPEX SPOT auch hier die Pläne der Bundesregierung, die im Rahmen der EEG-Reform eine Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen im Wettbewerb anstreben.

### **Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe**

Grundsätzlich bieten sich hierfür Ausschreibungen an, in denen bestimmte Zielmengen an Erneuerbaren Energien ausgeschrieben werden. Ausschreibungen stellen einen vielversprechenden Ansatz dar, um festgelegte Mengenziele kosteneffizient und kontrolliert zu erreichen:

- Ein konkreter Ausbaupfad Erneuerbarer Energien kann festgelegt und eingehalten werden. Die eingangs erwähnten Mengenziele können dadurch effektiv erreicht werden.
- Potenzielle Investoren geben in der Ausschreibung ein kostenminimierendes Gebot ab, sofern genügend Investoren an der Ausschreibung teilnehmen: Die Ausschreibungsteilnehmer unterbieten sich dann gegenseitig, um einen Zuschlag zu erhalten, und wählen ihr Gebot so, dass die Summe aus Gebot und Erlösen am Großhandelsmarkt gerade die Vollkosten deckt.
- Neben dem abgegebenen Gebot der Investoren können grundsätzlich auch andere Faktoren wie Standorte und Anlagenauslegung berücksichtigt werden.
- Die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien können kontrolliert und begrenzt werden. Der beschriebene Ansatz mit Ausschreibung erlaubt, dass optional ein vorgegebenes Förderbudget eingehalten werden kann.

Wie die Ausschreibung genau gestaltet wird, hängt davon ab, welches der in Abschnitt 2 diskutierten Fördermodelle gewählt wird.

- Bei der **arbeitsbasierten Förderung mit Mengenkontingent** wird Leistung beschafft. Hier sind grundsätzlich zwei Varianten denkbar: Im Falle der Beibehaltung der gleitenden Marktprämie werden Vollkosten geboten und es wird eine Marktprämie so berechnet und auf das Mengenkontingent umgelegt, dass die Summe aus Marktprämie und Erlösen am Strommarkt gerade diese Vollkosten ergibt. Alternativ ist es möglich, die gleitende Marktprämie aufzugeben und stattdessen durch eine fixe Marktprämie zu ersetzen. In diesem Fall bieten Teilnehmer der Ausschreibung gerade die fixe Prämie, die zusammen mit den Erlösen durch die Vermarktung am Spotmarkt Vollkostendeckung der Anlage ermöglicht. Es ist auch ein Mittelweg denkbar, bei dem die fixe Prämie beispielsweise an den Terminmarktpreis des Frontjahres geknüpft wird.
- Bei der **leistungsbasierten Förderung** wird ebenfalls die benötigte Leistung von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie ausgeschrieben. Eine solche Lösung kann zu Verzerrungen führen, wenn die Ausschreibung technologieneutral erfolgt: Die niedrigsten Gebote werden dann nicht durch Anlagen mit den niedrigsten Durchschnittskosten abgegeben, sondern durch Anlagen, bei denen sich Investitionskosten und Erzeugungsstruktur günstig zueinander verhalten. Eine technologiespezifische Ausschreibung kann dieses Problem lösen.

Die Beschaffung von Kapazitäten an Erneuerbaren Energien bewirkt folglich, dass potenzielle Investoren zunächst abschätzen müssen, welchen Deckungsbeitrag sie über den Verkauf ihres Stroms am Großhandelsmarkt erwirtschaften können. Die fehlende Summe, um die Vollkosten der Stromerzeugung decken zu können, bestimmt dann das Gebot der Investoren in der Ausschreibung. Der Koalitionsvertrag sieht vor, dass die Förderhöhe ab 2018 über Ausschreibungen ermittelt werden soll, „sofern bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen werden kann, dass die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können.“ Solch ein Pilotprojekt ist sinnvoll, sofern den Technologien, die an dem Pilotprojekt teilnehmen, die Alternativen der fixen Einspeisevergütung und des Marktprämienmodells verwehrt bleiben. Andernfalls würden diese Opportunitäten verhindern, dass die im Pilotprojekt ermittelten Förderzahlungen niedriger sind als heute.

## 4. Fazit und Empfehlung

Der dynamische Ausbau der Erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren zu einem starken und unkontrollierten Anstieg der Förderkosten geführt. Zudem wurde die Bedeutung der etablierten Großhandelsstrompreise geschwächt. Die derzeit im EEG verankerten **Fördersysteme sollten daher kurzfristig weiterentwickelt werden**, um auf Dauer ineffiziente Produktionsentscheidungen und Verzerrungen der Großhandelspreise zu vermeiden.

Eine umfassende Überarbeitung des Fördermechanismus für Erneuerbare Energien ist zudem nötig, um Markt und Wettbewerb auch bei einem weiter steigenden Anteil Erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Die **Erhaltung von Markt und Wettbewerb** ist insbesondere im Kontext der **Vollendung des europäischen Binnenmarktes** entscheidend. Die von EPEX SPOT und EEX formulierten Kernforderungen sind konsistent mit den Leitlinien der Europäischen Kommission, die ebenfalls mehr Marktteilnahme durch Erneuerbare Energien, Begrenzung der Förderkosten auf das nötige Minimum und Anreize für effiziente Produktionsentscheidungen fordern<sup>ix</sup>.

Mit der vom Bundeskabinett im Januar 2014 verabschiedeten **verpflichtenden Direktvermarktung für Neuanlagen** ist ein wichtiger Schritt zur Reform des EEG erreicht. Die verpflichtende Direktvermarktung führt dazu, dass EEG-Anlagen teilweise auf Marktpreise reagieren. Ermöglicht wird dies durch eine Steuerbarkeit der Anlagen durch den Direktvermarkter und den Netzbetreiber, wie sie im Koalitionsvertrag vorgesehen ist.

Darüber hinaus kann durch eine **Weiterentwicklung der heutigen Direktvermarktung** eine vollständige Marktintegration Erneuerbarer Energien erreicht werden, indem die Förderung kurzfristige Anreize zur grenzkostenbasierten Vermarktung setzt (s. Tabelle 1).

Ergänzend sollte die **Höhe der Förderung Erneuerbarer Energien zukünftig wettbewerblich ermittelt werden**, beispielsweise in Form einer Ausschreibung. Nur so ist es möglich, die Förderung obgleich so hoch wie nötig, so niedrig wie möglich zu gestalten.

Unabhängig davon gilt es, den **EU-Emissionshandel als Klimaschutzinstrument zu stärken**. Im Rahmen des Emissionshandels wird CO<sub>2</sub> effizient vermieden, während sich die Förderung Erneuerbarer Energien darauf beschränken kann, sonstige (bspw. industrie-) politische Ziele zu erreichen.

Tabelle 1 (Quelle: EPEX SPOT, EEX)

Fördermodell	Marktprämie	Anreize zur Bedarfsgerechten Einspeisung	Langfristiger Effekt auf Börsenpreise
Einspeisevergütung	Keine	Keine	stark verzerrend
Optionale Direktvermarktung	Arbeitsbasierte gleitende Marktprämie, auf Basis einer ex-post Ermittlung	Gering	verzerrend
Verpflichtende Direktvermarktung	Arbeitsbasierte Marktprämie mit Mengenkontingent, auf Basis einer ex-ante Ermittlung (in einer Ausschreibung)	Hoch	Kein verzerrender Effekt (bei korrekter Ausgestaltung)
	Leistungsbasierte Marktprämie, auf Basis einer ex-ante Ermittlung (in einer Ausschreibung)	Hoch	Kein verzerrender Effekt

Ein weiterer Schritt zur Verschiebung von Förderkosten in einen wettbewerblichen Teilmarkt wäre die direkte und unabhängige **Vermarktung der „grünen“ Eigenschaft**: Die durch den Betreiber der EEG-Erzeugungsanlage erzielten Erlöse durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen würden die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien senken. Diese separate Vermarktung der „grünen Eigenschaft“ ist im Zuge jeder EEG-Reform möglich, die eine wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe vorsieht, weil dann Marktmechanismen eine Doppelvermarktung verhindern.

Daraus leiten sich konkrete Handlungsempfehlungen ab:

- Zur **grenzkostenbasierten Marktintegration** Erneuerbarer Energien kommen die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent oder die technologiespezifische leistungsorientierte Förderung in Frage. Eine Förderung mit Mengenkontingent erscheint in der Umsetzung komplex, da für alle Technologien jährlich ein Mengenkontingent neu festgelegt werden muss. Demgegenüber sind mögliche Vorteile der leistungsorientierten Förderung zu untersuchen.
- Zur **wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie** sollten in einer Ausschreibung nicht nur das abgegebene Gebot, sondern auch die Auslegung der Anlage berücksichtigt werden. Auf diese Weise kann verhindert werden, dass ineffizient ausgelegte Anlagen errichtet werden, beispielsweise, indem die Generatorleistung zu groß bemessen wird, um zusätzliche Fördergelder abzuschöpfen. Dies betrifft sowohl die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent als auch die leistungsorientierte Förderung.

EEX und EPEX SPOT befürworten eine Reform des EEG dergestalt, dass neue Anlagen in einer verpflichtenden Direktvermarktung zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt nach bereitgestellter Leistung vergütet werden. Alternativ dazu ist die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent zu untersuchen, welche bei richtiger Ausgestaltung grundsätzlich vergleichbare Ergebnisse leisten kann. In jedem Fall sind die Vergütungssätze ex-ante in einer Ausschreibung wettbewerblich zu ermitteln. Dieser Reformvorschlag ist mit den Leitlinien der Europäischen Kommission konsistent. Auch bei der weiteren detaillierten Ausarbeitung durch den Gesetzgeber sollte Europarechtskonformität gewährleistet werden.

## 5. Kontaktdaten

Dr. Jan Richter  
Strategy & Market Design  
European Energy Exchange AG  
Augustusplatz 9  
04109 Leipzig  
[jan.richter@eex.com](mailto:jan.richter@eex.com)

Patrick Adigbli  
Head of Public Affairs  
EPEX SPOT SE  
5 Boulevard Montmartre  
75002 Paris  
[p.adigbli@epexspot.com](mailto:p.adigbli@epexspot.com)

---

<sup>i</sup> Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode.

<sup>ii</sup> BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG, 2013.

<sup>iii</sup> BDEW, Strompreisanalyse 2013 / Monitoringbericht von BNetzA/BKartA.

<sup>iv</sup> Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung 2012.

<sup>v</sup> Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode.

<sup>vi</sup> European Commission guidelines for the design of renewable support schemes, Europäische Kommission, 2013.

<sup>vii</sup> Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für Erneuerbare Energien, Arrhenius Institut, MVV Energie, Ecofys, Takon, 2013.

<sup>viii</sup> BDEW, Strompreisanalyse 2013 / Monitoringbericht von BNetzA/BkartA.

<sup>ix</sup> European Commission guidelines for the design of renewable support schemes, Europäische Kommission, 2013.

**Anlage zur**

**Stellungnahme der EEX zum Gesetzentwurf der  
Bundesregierung für ein Gesetz zur grundlegenden  
Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes**



Positionspapier der  
European Energy Exchange und EPEX SPOT

---

Weiterentwicklung der Fördermechanismen für  
Erneuerbare Energien in Deutschland

Datum	<i>05.02.2014</i>
Ort	<i>Leipzig &amp; Paris</i>
Dokumentversion	<i>0001A</i>

## 1. Einführung

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in seiner heutigen Form hat effektiv zu einem starken Zubau einer Vielzahl unterschiedlicher Technologien zur Erzeugung regenerativen Stroms in Deutschland geführt. Die seit 2012 im EEG verankerte Möglichkeit der Direktvermarktung hat es zudem ermöglicht, dass regenerativ erzeugte elektrische Energie („Erneuerbare Energien“) in großem Umfang aktiv vermarktet und somit näher an den Markt herangeführt werden konnte.

### **Ausbauziele für Erneuerbare Energien im Koalitionsvertrag bestätigt**

Die mit dem EEG erreichte breite Technologiebasis ist erforderlich, um die Ausbauziele im aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung erreichen zu können: Über 35% im Jahr 2020 und 50% im Jahr 2030 sollen 2050 schließlich 80% des Stromverbrauchs in Deutschland durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Die Ausbauziele werden durch den aktuellen Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD bestätigt und weiter konkretisiert. Dort heißt es: *„Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt in einem gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor: 40 bis 45 Prozent im Jahre 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035. Jährlich wird der Fortgang des Ausbaus im Hinblick auf Zielerreichung, Netzausbau und Bezahlbarkeit überprüft [...]“*<sup>i</sup>

### **EU-Emissionshandel bleibt das maßgebliche Klimaschutz-Instrument**

Aus politischer Sicht ist demnach eine weitere Förderung Erneuerbarer Energien gewollt und sinnvoll. Gleichwohl ist der EU-Emissionshandel das maßgebliche Klimaschutzinstrument zur Erreichung von CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen, weil er eine kosteneffiziente und sektorübergreifende Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglicht. Daher sollte der EU-Emissionshandel, unabhängig von nationalen Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energien, als Leitinstrument der Klimapolitik gestärkt werden. Dies bedeutet, die Ziele am langfristigen Rahmen bis 2050 auszurichten, unterstützt von einer nachhaltigen, strukturellen Reform des Handelssystems.

### **Kostendynamik durch Stärkung der wettbewerblichen Strukturen stabilisieren**

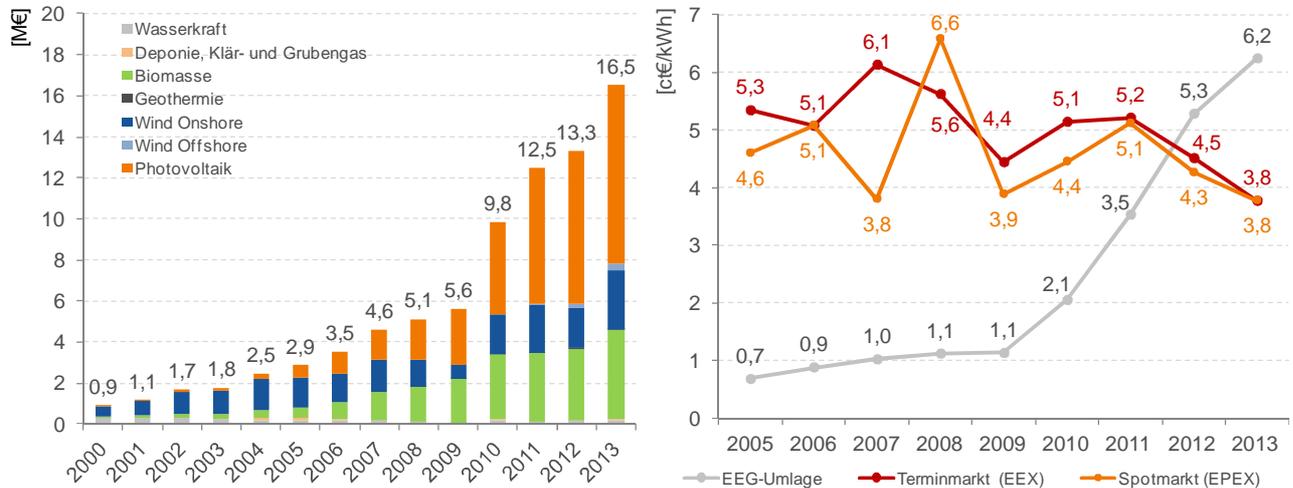
Es besteht weitgehend Einigkeit in der Energiebranche und seitens der politischen Akteure, dass die Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energien weiterentwickelt werden müssen. Begründet wird dies damit, dass die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien kontrolliert und stabilisiert werden sollen.

Als Indikator für die Förderkosten wird, aufgrund zahlreicher verzerrender Effekte, statt der EEG-Umlage oftmals die Deckungslücke zwischen Vermarktungserlösen der Erneuerbaren Strommengen und den Ausgaben für Einspeisetarife bzw. Marktprämien herangezogen (sog. Differenzkosten, s. Abbildung 1, links)<sup>ii</sup>. Es ist ein erklärtes Ziel der im Koalitionsvertrag angekündigten EEG-Reform, diese Förderkosten zu begrenzen.

**Abbildung 1** (Quellen: EEX, EPEX SPOT, BDEW)

Entwicklung der Differenzkosten (links)

Entwicklung von EEG-Umlage, EEX Terminmarktpreis und EPEX SPOT Spotmarktpreis (rechts)



Der starke Anstieg der Förderkosten in den vergangenen Jahren und die Regelungen zur Umlage dieser Kosten haben dazu geführt, dass die EEG-Umlage vor Steuern mittlerweile rund ein Viertel des Haushaltsstrompreises darstellt. Die wettbewerblich ermittelte Komponente der Strompreise für Haushalte verursacht demgegenüber heute, 15 Jahre nach der Liberalisierung der Strommärkte, weniger als 24%, und verliert weiter an Bedeutung<sup>iii</sup>. Auf Großhandelsebene zeigt sich: Die EEG-Umlage übersteigt mittlerweile sowohl den Terminmarktpreis des Frontjahres als auch den Spotmarktpreis (s. Abbildung 1, rechts).

### Zwei Kernforderungen zur Weiterentwicklung des EEG

EPEX SPOT und EEX begrüßen die Pläne der Bundesregierung zur EEG-Reform, die einen wichtigen Schritt in die richtige Richtung darstellen. Anstelle einer vollständigen Abkehr vom heutigen System, beispielsweise durch den Wechsel in ein Quotensystem, wird eine kontinuierliche Weiterentwicklung des heutigen EEG hin zu einer verpflichtenden Direktvermarktung mit marktgerechter Festlegung der Förderhöhe befürwortet. Darüber hinaus schlagen EPEX SPOT und EEX vor, diese Weiterentwicklung an zwei Kernmerkmalen auszurichten:

- **Grenzkostenbasierte Marktintegration Erneuerbarer Energien:** Vermarkter von EEG-Strom bieten diesen zu Grenzkosten an. Dabei ist die Höhe der Grenzkosten nebensächlich; insbesondere führen Grenzkosten von Null, wie bei Wind, zu Geboten zum Preis von Null.
- **Ex-ante Ermittlung der Fördersummen über einen wettbewerblichen Mechanismus:** Dies stellt sicher, dass die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien so hoch wie nötig, aber so niedrig wie möglich sind.

Der erste Punkt adressiert die Struktur der Auszahlungen, während der zweite Punkt die Höhe der Auszahlungen an EEG-Anlagen betrifft. Die Fördermechanismen für Erneuerbarer Energien sollten so weiterentwickelt werden, dass diese zwei Ziele erreicht werden. Zudem sollte eine Kostenkontrolle ermöglicht werden, beispielsweise über eine Begrenzung des Förderbudgets für Erneuerbare Energien. Bei gleichzeitiger Festlegung eines Ausbaupfads oder -korridors wird eine langfristige Planungssicherheit für alle Marktakteure möglich.

## 2. Grenzkostenbasierte Marktintegration der Erneuerbaren Energien

Seit 2010 wird über das EEG geförderter Strom im Zuge der Ausgleichsmechanismusverordnung erfolgreich und transparent an den Spotmärkten der EPEX SPOT vermarktet. Die Integration der EEG-Mengen in die gekoppelten zentralwesteuropäischen Strommärkte ermöglicht es, tages- und jahreszeitenabhängige Schwankungen in der Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien auszugleichen und sowohl positive als auch negative Preisspitzen einzudämmen.

### Marktintegration und flexibler Stromhandel als Schlüssel zur effizienten Energiewende

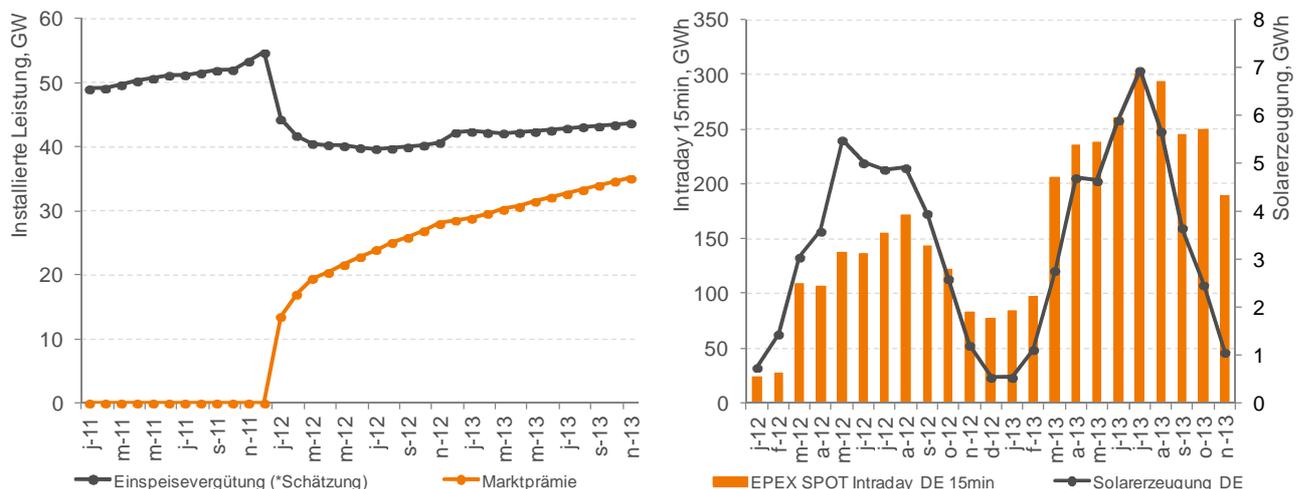
Im Jahr 2012 hat darüber hinaus die Möglichkeit der Direktvermarktung im Marktprämienmodell dazu geführt, dass Vermarkter ihren EEG-Strom verstärkt bedarfsgerecht einspeisen und direkt an der Strombörse absetzen. Mit Stand November 2013 befand sich rund die Hälfte der installierten erneuerbaren Leistung im Marktprämienmodell, welches besonders häufig von Windanlagenbetreibern in Anspruch genommen wird (s. Abbildung 2, links).

Auch der flexible Stromhandel an liquiden Intradaymärkten, u.a. mit Viertelstundenprodukten, ist ein effizienter Weg, fluktuierende Erneuerbare Energien kurzfristig in den Markt zu integrieren (s. Abbildung 2, rechts). Tatsächlich haben sich in den letzten fünf Jahren die an EPEX SPOTs Intradaymärkten gehandelten Mengen verzehnfacht.

**Abbildung 2** (Quellen: EPEX SPOT, Eurowind, Übertragungsnetzbetreiber)

Entwicklung der Fördermodelle in Deutschland (links)

Entwicklung der EPEX SPOT Intraday 15-Minuten-Produkte & Solareinspeisung in Deutschland (rechts)



Akteure aus Politik und Energiewirtschaft sind sich einig, dass diese ersten Schritte wichtig für eine zukünftig vollständige Integration Erneuerbarer Energien in den Großhandelsmarkt sind:

- Im **Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur** heißt es: „Die neue Form der Vermarktung der EEG-Strommengen durch die ÜNB über die Spotbörse (Day-ahead & Intraday) [ist] gut dazu geeignet, die erzeugten EEG-Mengen erfolgreich und transparent zu vermarkten.“<sup>iv</sup>
- Und im **Koalitionsvertrag der Bundesregierung** wiederum: „Unser Grundsatz lautet: Das EEG ist ein Instrument zur Markteinführung von Erneuerbaren Energien. Sie sollen perspekti-

*visch ohne Förderung am Markt bestehen. Daher wird die Koalition die Erneuerbaren Energien in den Strommarkt integrieren.“<sup>v</sup>*

## **Fixe Einspeisevergütung und Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie als Übergangsmodelle**

Trotz dieser ersten Schritte in Richtung Marktintegration der Erneuerbaren Energien reagieren Vermarkter von EEG-Strom auch heute noch nicht vollumfänglich auf die Preissignale am Spotmarkt. Dies kann - im Widerspruch zu den Leitlinien der Europäischen Kommission<sup>vi</sup> - zu ineffizienten Produktionsentscheidungen führen, weil die Vermarkter von EEG-Strom nicht grenzkostenbasiert anbieten. Langfristig können die gemäß EEG gebräuchlichsten Vermarktungsformen von regenerativ erzeugtem Strom damit zu einer unerwünschten Verzerrung des Großhandelsstrompreises führen.

Tatsächlich haben Verkäufer von EEG-Strom den Anreiz, negative Gebote an der Börse zu platzieren, obwohl die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung auch für EEG-Anlagen positiv sind:

- Im Falle der **fixen Einspeisevergütung** werden preisunabhängige Gebote für EEG-Strom abgegeben. Produzenten von EEG-Strom haben somit keinen Anreiz, auf Preise zu reagieren und damit bedarfsgerecht einzuspeisen.
- Im Falle des **Marktprämienmodells** ist der Anreiz für negative Gebote stark abgeschwächt, allerdings haben auch hier Vermarkter von EEG-Anlagen einen Anreiz, bis zum negativen Wert der erwarteten Marktprämie und ggf. zusätzlicher Managementprämie zu bieten. Kurzfristige Grenzkosten der Anlage spielen folglich eine untergeordnete Rolle. Dies kann langfristig zu einer Verzerrung der Merit Order und zu ineffizienten Produktionsentscheidungen führen.

Dieses Gebotsverhalten, das die EEG-Anlage gegen die Summe aus Einspeisevergütung bzw. Marktprämie und Börsenpreis optimiert, stellt somit nicht die fundamentale Angebots- und Nachfragefrage am Markt dar. In den Stunden, in denen EEG-Anlagen den Preis setzen, sind die Preise am Spotmarkt verzerrt und niedriger, als sie es wären, wenn Betreiber von EEG-Anlagen ihre kurzfristigen Grenzkosten bieten würden.

Dieses Problem wird langfristig zum Tragen kommen, wenn der Anteil der Erneuerbaren Energien weiter wächst und diese regelmäßig den Preis setzen. Im Falle der Direktvermarktung im Marktprämienmodell kommt es zu einem selbstverstärkenden Effekt: Wenn Vermarkter den negativen Wert der Marktprämie bieten, sinkt der Preis. In der Folge steigt die Marktprämie, was die Preise weiter sinken und die EEG-Umlage weiter steigen lässt. Diese Dynamik ist auf Dauer nicht tragfähig.

## **Weiterentwicklung zur verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis arbeits- oder leistungsbasierter Förderung**

Die bisherige Praxis der Direktvermarktung im Marktprämienmodell stellt gegenüber der fixen Einspeisevergütung bereits einen Schritt in die richtige Richtung dar, weil dadurch zumindest stark ausgeprägte negative Gebote verhindert werden. Daher begrüßen EEX und EPEX SPOT die Stoß-

richtung der EEG-Reform, welche ab 2015 eine verpflichtende Direktvermarktung für Anlagen ab 500kW vorsieht.

Um einen wirklichen Schritt in Richtung Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien zu gewährleisten, schlagen EPEX SPOT und EEX darüber hinaus vor, für Neuanlagen eine Weiterentwicklung hin zu einer verpflichtenden Direktvermarktung mit ex-ante Festlegung der Förderhöhe anzustreben.

Damit soll zukünftig sichergestellt werden, dass Akteure im Zuge der Direktvermarktung unmittelbar auf den Großhandelspreis reagieren, um Angebot und Nachfrage effizient zusammenführen zu können. Im Wesentlichen werden momentan zwei Varianten diskutiert<sup>1</sup>, wie die Reaktion auf Großhandelspreise durch die Vermarkter von EEG-Strom verbessert werden kann:

- Eine **arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent**: Zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt entspricht dies einer Förderung je eingespeister Megawattstunde, bei der jedoch die Anzahl der förderbaren Stunden pro Jahr begrenzt wird;
- Eine **leistungsbasierte Förderung**: Zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt werden hierbei EEG-Anlagen nicht je eingespeister Megawattstunde, sondern für ihre zur Verfügung gestellte Leistung vergütet.

### Leistungsbasierte Förderung

Bei einer leistungsorientierten Förderung erhalten EEG-Anlagen zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt keine Vergütung für erzeugte Arbeit, sondern für die installierte Leistung. Es entsteht ein Anreiz, Strom zu Grenzkosten zu verkaufen. Dadurch ist der kurzfristige Einsatz der Erzeugungsanlagen (Dispatch) effizient und der resultierende Preis spiegelt die Marktlage korrekt wider.

Im Falle von konventionellen Kraftwerken hat die Bereitstellung von Leistung einen Wert, weil sie benötigt wird, um die unstete Einspeisung Erneuerbarer Energien abzusichern. Bei dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien ist dieser Wert stark verringert, weil sie kaum gesicherte Leistung bereitstellen. Im Falle Erneuerbarer Energien zielt ein sinnvoller Fördermechanismus daher vielmehr darauf ab, elektrische Arbeit möglichst kostengünstig bereitzustellen.

Ein technologieutraler Ansatz der leistungsorientierten Förderung ist hierbei nicht sinnvoll: eine solche Förderung begünstigt nicht die Anlagen mit den geringsten Durchschnittskosten je MWh, wie es wünschenswert ist, sondern Anlagen mit niedrigen Investitionskosten. Das kann Anlagen benachteiligen, die zwar hohe Investitionskosten haben – aber auch niedrige Durchschnittskosten, weil sie vergleichsweise stark ausgelastet sind. Eine technologiespezifische und leistungsorientierte Förderung ist demgegenüber grundsätzlich denkbar, weil hier nur Anlagen eines Segments kon-

---

<sup>1</sup> Daneben wird teilweise vorgeschlagen, die heutigen Vergütungszahlungen in Stunden mit negativen Preisen nicht auszuzahlen oder die Abgabe negativer Gebote direkt zu verbieten. Beide Vorschläge lösen aber die vorhandenen Fehlansätze nur unzureichend und versuchen lediglich, Symptome zu heilen. Ein Verbot negativer Preise würde zudem auch konventionelle Kraftwerke betreffen, für die jedoch eine Abgabe negativer Gebote ökonomisch sinnvoll und wünschenswert sein kann.

kurrieren, deren Kosten- und Erzeugungsstrukturen relativ ähnlich sind. Verbleibenden Fehlanreizen bei der Anlagenauslegung kann mit einem Benchmarking-Verfahren begegnet werden.

### **Arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent**

Im Falle der arbeitsbasierten Förderung mit Mengenkontingent wird diskutiert, die Anzahl der Stunden zu begrenzen, für die eine Marktprämie gezahlt wird. So ist denkbar, nur eine festgelegte Gesamtmenge an erzeugten Megawattstunden über die Abschreibungsdauer einer Erzeugungsanlage zu vergüten. Zusätzlich kann auch festgelegt werden, dass pro Jahr nur eine bestimmte Anzahl an Stunden vergütet wird.

Wenn die Anzahl der geförderten Stunden pro Jahr für eine Technologie höchstens der Anzahl Stunden entspricht, in denen der Preis oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Technologie liegt, und die Vermarkter des EEG-Stroms die Preisbildung optimal antizipieren, entsteht ein Anreiz für Betreiber von EEG-Anlagen, zu kurzfristigen Grenzkosten anzubieten.

Diese Überlegung zeigt, dass die Festlegung der richtigen Mengenkontingente schwierig ist, und dass die Mengenkontingente regelmäßig angepasst werden müssen. Zudem ist nicht klar, ob die Mengenkontingente technologiespezifisch festgelegt werden sollten. Die genannten Fehlanreize bei der Anlagenauslegung bei leistungsbasierter Förderung bestehen auch hier.

Letztlich erscheinen die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent und die leistungsbasierter Förderung im Wesentlichen identisch.<sup>vii</sup> Dies wird deutlich, wenn man sich den Fall eines geringen Mengenkontingents vorstellt: Die zu erwartende Fördersumme ist dann faktisch arbeitsunabhängig. Es bleibt also festzuhalten, dass beide genannten Fördervarianten eine Marktintegration Erneuerbarer Energien leisten können. Da die arbeitsbasierte Förderung aufwändiger umzusetzen ist, scheint die leistungsbasierter Förderung vorzugswürdig, wenngleich die Unterschiede zwischen beiden Varianten gering sind.

## **3. Wettbewerbliche Ermittlung der Fördersummen**

Die Förderzahlungen für Erneuerbare Energien, die sich 2013 voraussichtlich auf 20,4 Mrd. Euro<sup>viii</sup> belaufen, wurden bisher vom Gesetzgeber festgelegt und sind fraglos ausreichend, um Investitionen herbeizuführen. Gleichzeitig ist es wahrscheinlich, dass die Vergütungssätze gesenkt werden können, ohne dass der Ausbau Erneuerbarer Energien zum Erliegen kommt. Um unnötige Belastungen der Verbraucher zu vermeiden und sicherzustellen, dass die Vergütungssätze so hoch wie nötig und gleichzeitig so niedrig wie möglich sind, sollten diese in einem regelmäßigen wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden. Daher begrüßen EEX und EPEX SPOT auch hier die Pläne der Bundesregierung, die im Rahmen der EEG-Reform eine Ermittlung der Förderhöhe durch Ausschreibungen im Wettbewerb anstreben.

### **Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe**

Grundsätzlich bieten sich hierfür Ausschreibungen an, in denen bestimmte Zielmengen an Erneuerbaren Energien ausgeschrieben werden. Ausschreibungen stellen einen vielversprechenden Ansatz dar, um festgelegte Mengenziele kosteneffizient und kontrolliert zu erreichen:

- Ein konkreter Ausbaupfad Erneuerbarer Energien kann festgelegt und eingehalten werden. Die eingangs erwähnten Mengenziele können dadurch effektiv erreicht werden.
- Potenzielle Investoren geben in der Ausschreibung ein kostenminimierendes Gebot ab, sofern genügend Investoren an der Ausschreibung teilnehmen: Die Ausschreibungsteilnehmer unterbieten sich dann gegenseitig, um einen Zuschlag zu erhalten, und wählen ihr Gebot so, dass die Summe aus Gebot und Erlösen am Großhandelsmarkt gerade die Vollkosten deckt.
- Neben dem abgegebenen Gebot der Investoren können grundsätzlich auch andere Faktoren wie Standorte und Anlagenauslegung berücksichtigt werden.
- Die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien können kontrolliert und begrenzt werden. Der beschriebene Ansatz mit Ausschreibung erlaubt, dass optional ein vorgegebenes Förderbudget eingehalten werden kann.

Wie die Ausschreibung genau gestaltet wird, hängt davon ab, welches der in Abschnitt 2 diskutierten Fördermodelle gewählt wird.

- Bei der **arbeitsbasierten Förderung mit Mengenkontingent** wird Leistung beschafft. Hier sind grundsätzlich zwei Varianten denkbar: Im Falle der Beibehaltung der gleitenden Marktprämie werden Vollkosten geboten und es wird eine Marktprämie so berechnet und auf das Mengenkontingent umgelegt, dass die Summe aus Marktprämie und Erlösen am Strommarkt gerade diese Vollkosten ergibt. Alternativ ist es möglich, die gleitende Marktprämie aufzugeben und stattdessen durch eine fixe Marktprämie zu ersetzen. In diesem Fall bieten Teilnehmer der Ausschreibung gerade die fixe Prämie, die zusammen mit den Erlösen durch die Vermarktung am Spotmarkt Vollkostendeckung der Anlage ermöglicht. Es ist auch ein Mittelweg denkbar, bei dem die fixe Prämie beispielsweise an den Terminmarktpreis des Frontjahres geknüpft wird.
- Bei der **leistungsbasierten Förderung** wird ebenfalls die benötigte Leistung von Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie ausgeschrieben. Eine solche Lösung kann zu Verzerrungen führen, wenn die Ausschreibung technologie-neutral erfolgt: Die niedrigsten Gebote werden dann nicht durch Anlagen mit den niedrigsten Durchschnittskosten abgegeben, sondern durch Anlagen, bei denen sich Investitionskosten und Erzeugungsstruktur günstig zueinander verhalten. Eine technologiespezifische Ausschreibung kann dieses Problem lösen.

Die Beschaffung von Kapazitäten an Erneuerbaren Energien bewirkt folglich, dass potenzielle Investoren zunächst abschätzen müssen, welchen Deckungsbeitrag sie über den Verkauf ihres Stroms am Großhandelsmarkt erwirtschaften können. Die fehlende Summe, um die Vollkosten der Stromerzeugung decken zu können, bestimmt dann das Gebot der Investoren in der Ausschreibung. Der Koalitionsvertrag sieht vor, dass die Förderhöhe ab 2018 über Ausschreibungen ermittelt werden soll, „sofern bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen werden kann, dass die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können.“ Solch ein Pilotprojekt ist sinnvoll, sofern den Technologien, die an dem Pilotprojekt teilnehmen, die Alternativen der fixen Einspeisevergütung und des Marktprämienmodells verwehrt bleiben. Andernfalls würden diese Opportunitäten verhindern, dass die im Pilotprojekt ermittelten Förderzahlungen niedriger sind als heute.

## 4. Fazit und Empfehlung

Der dynamische Ausbau der Erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren zu einem starken und unkontrollierten Anstieg der Förderkosten geführt. Zudem wurde die Bedeutung der etablierten Großhandelsstrompreise geschwächt. Die derzeit im EEG verankerten **Fördersysteme sollten daher kurzfristig weiterentwickelt werden**, um auf Dauer ineffiziente Produktionsentscheidungen und Verzerrungen der Großhandelspreise zu vermeiden.

Eine umfassende Überarbeitung des Fördermechanismus für Erneuerbare Energien ist zudem nötig, um Markt und Wettbewerb auch bei einem weiter steigenden Anteil Erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Die **Erhaltung von Markt und Wettbewerb** ist insbesondere im Kontext der **Vollendung des europäischen Binnenmarktes** entscheidend. Die von EPEX SPOT und EEX formulierten Kernforderungen sind konsistent mit den Leitlinien der Europäischen Kommission, die ebenfalls mehr Marktteilnahme durch Erneuerbare Energien, Begrenzung der Förderkosten auf das nötige Minimum und Anreize für effiziente Produktionsentscheidungen fordern<sup>ix</sup>.

Mit der vom Bundeskabinett im Januar 2014 verabschiedeten **verpflichtenden Direktvermarktung für Neuanlagen** ist ein wichtiger Schritt zur Reform des EEG erreicht. Die verpflichtende Direktvermarktung führt dazu, dass EEG-Anlagen teilweise auf Marktpreise reagieren. Ermöglicht wird dies durch eine Steuerbarkeit der Anlagen durch den Direktvermarkter und den Netzbetreiber, wie sie im Koalitionsvertrag vorgesehen ist.

Darüber hinaus kann durch eine **Weiterentwicklung der heutigen Direktvermarktung** eine vollständige Marktintegration Erneuerbarer Energien erreicht werden, indem die Förderung kurzfristige Anreize zur grenzkostenbasierten Vermarktung setzt (s. Tabelle 1).

Ergänzend sollte die **Höhe der Förderung Erneuerbarer Energien zukünftig wettbewerblich ermittelt werden**, beispielsweise in Form einer Ausschreibung. Nur so ist es möglich, die Förderung obgleich so hoch wie nötig, so niedrig wie möglich zu gestalten.

Unabhängig davon gilt es, den **EU-Emissionshandel als Klimaschutzinstrument zu stärken**. Im Rahmen des Emissionshandels wird CO<sub>2</sub> effizient vermieden, während sich die Förderung Erneuerbarer Energien darauf beschränken kann, sonstige (bspw. industrie-) politische Ziele zu erreichen.

Tabelle 1 (Quelle: EPEX SPOT, EEX)

Fördermodell	Marktprämie	Anreize zur Bedarfsgerechten Einspeisung	Langfristiger Effekt auf Börsenpreise
Einspeisevergütung	Keine	Keine	stark verzerrend
Optionale Direktvermarktung	Arbeitsbasierte gleitende Marktprämie, auf Basis einer ex-post Ermittlung	Gering	verzerrend
Verpflichtende Direktvermarktung	Arbeitsbasierte Marktprämie mit Mengenkontingent, auf Basis einer ex-ante Ermittlung (in einer Ausschreibung)	Hoch	Kein verzerrender Effekt (bei korrekter Ausgestaltung)
	Leistungsbasierte Marktprämie, auf Basis einer ex-ante Ermittlung (in einer Ausschreibung)	Hoch	Kein verzerrender Effekt

Ein weiterer Schritt zur Verschiebung von Förderkosten in einen wettbewerblichen Teilmarkt wäre die direkte und unabhängige **Vermarktung der „grünen“ Eigenschaft**: Die durch den Betreiber der EEG-Erzeugungsanlage erzielten Erlöse durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen würden die Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien senken. Diese separate Vermarktung der „grünen Eigenschaft“ ist im Zuge jeder EEG-Reform möglich, die eine wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe vorsieht, weil dann Marktmechanismen eine Doppelvermarktung verhindern.

Daraus leiten sich konkrete Handlungsempfehlungen ab:

- Zur **grenzkostenbasierten Marktintegration** Erneuerbarer Energien kommen die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent oder die technologiespezifische leistungsorientierte Förderung in Frage. Eine Förderung mit Mengenkontingent erscheint in der Umsetzung komplex, da für alle Technologien jährlich ein Mengenkontingent neu festgelegt werden muss. Demgegenüber sind mögliche Vorteile der leistungsorientierten Förderung zu untersuchen.
- Zur **wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie** sollten in einer Ausschreibung nicht nur das abgegebene Gebot, sondern auch die Auslegung der Anlage berücksichtigt werden. Auf diese Weise kann verhindert werden, dass ineffizient ausgelegte Anlagen errichtet werden, beispielsweise, indem die Generatorleistung zu groß bemessen wird, um zusätzliche Fördergelder abzuschöpfen. Dies betrifft sowohl die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent als auch die leistungsorientierte Förderung.

EEX und EPEX SPOT befürworten eine Reform des EEG dergestalt, dass neue Anlagen in einer verpflichtenden Direktvermarktung zusätzlich zu den Erlösen am Großhandelsmarkt nach bereitgestellter Leistung vergütet werden. Alternativ dazu ist die arbeitsbasierte Förderung mit Mengenkontingent zu untersuchen, welche bei richtiger Ausgestaltung grundsätzlich vergleichbare Ergebnisse leisten kann. In jedem Fall sind die Vergütungssätze ex-ante in einer Ausschreibung wettbewerblich zu ermitteln. Dieser Reformvorschlag ist mit den Leitlinien der Europäischen Kommission konsistent. Auch bei der weiteren detaillierten Ausarbeitung durch den Gesetzgeber sollte Europarechtskonformität gewährleistet werden.

## 5. Kontaktdaten

Dr. Jan Richter  
Strategy & Market Design  
European Energy Exchange AG  
Augustusplatz 9  
04109 Leipzig  
[jan.richter@eex.com](mailto:jan.richter@eex.com)

Patrick Adigbli  
Head of Public Affairs  
EPEX SPOT SE  
5 Boulevard Montmartre  
75002 Paris  
[p.adigbli@epexspot.com](mailto:p.adigbli@epexspot.com)

---

<sup>i</sup> Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode.

<sup>ii</sup> BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG, 2013.

<sup>iii</sup> BDEW, Strompreisanalyse 2013 / Monitoringbericht von BNetzA/BKartA.

<sup>iv</sup> Bundesnetzagentur, Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung 2012.

<sup>v</sup> Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode.

<sup>vi</sup> European Commission guidelines for the design of renewable support schemes, Europäische Kommission, 2013.

<sup>vii</sup> Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für Erneuerbare Energien, Arrhenius Institut, MVV Energie, Ecofys, Takon, 2013.

<sup>viii</sup> BDEW, Strompreisanalyse 2013 / Monitoringbericht von BNetzA/BkartA.

<sup>ix</sup> European Commission guidelines for the design of renewable support schemes, Europäische Kommission, 2013.