

Löschel, Andreas; Flues, Florens; Pothén, Frank; Massier, Philipp

**Article — Published Version**

## Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss

Wirtschaftsdienst

*Suggested Citation:* Löschel, Andreas; Flues, Florens; Pothén, Frank; Massier, Philipp (2013) : Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 93, Iss. 11, pp. 778-784, <https://doi.org/10.1007/s10273-013-1598-x>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/126431>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

Andreas Löschel, Florens Flues, Frank Pothén, Philipp Massier\*

# Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss

**Das Erneuerbare-Energien-Gesetz wird zurzeit heftig diskutiert. Es hat zwar eine stark zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht, wird aber mit Strompreiserhöhungen und Ineffizienzen in Verbindung gebracht. Die Autoren fordern eine grundsätzliche Anpassung der Energiemarktordnung.**

Der Strommarkt in Deutschland befindet sich inmitten eines historischen Umbruchs. Bereits heute werden über 20% der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen erzeugt. 2050 sollen es nach dem Energiekonzept der Bundesregierung 80% sein. Gleichzeitig hat sich das Stromangebot auch regional verschoben. Sowohl konventionelle als auch erneuerbare Elektrizität wird zu einem deutlich größeren Teil im Norden Deutschlands erzeugt.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat eine großflächige Einführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht. Seit Inkrafttreten des EEG 2000 hat sich die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen mehr als verdreifacht. Nichtsdestoweniger stellen die langfristigen energiepolitischen Ziele eine große Herausforderung für Deutschland dar. Um diese Ziele möglichst effizient zu erreichen, müssen bereits heute passende Rahmenbedingungen für den Weg hin zu einem auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem geschaffen werden.

Die Förderung erneuerbarer Energien, heute wie in Zukunft, ist ökonomisch sinnvoll. Stromerzeugung aus konventionellen Energiequellen ist mit ökologischen Problemen verbunden, die ohne politisches Zutun im Marktpreis nicht reflektiert werden. Dazu gehören insbesondere Umweltbelastungen, die nicht durch das Europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS) abgedeckt sind. Diese externen Effekte entstehen bei regenerativer Stromerzeugung nicht oder nur in sehr viel geringerem Maße.

Die Einspeisung von Elektrizität wird sich, ausgehend von den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen, in den nächsten Jahren weiter in den Norden verlagern. Laut den Daten der Bundesnetzagentur wird sich bis 2015 die Nettonennleistung dargebotsunabhängiger, also wetterunabhängig und flexibel steuerbarer Kraftwerke in Deutschland insgesamt um 1 GW vergrößern.<sup>1</sup> Südlich von Frankfurt am Main sinken die Kapazitäten hingegen im gleichen Zeitraum um 5,6 GW. Während sich die Stromerzeugung schrittweise in den Norden verschoben hat und weiter verschiebt, findet der Verbrauch überwiegend im Westen und Süden Deutschlands statt.

Die tiefgreifenden Veränderungen in der Stromerzeugung in Deutschland machen eine grundlegende Anpassung der Marktordnung notwendig. Eine isolierte Novelle des EEG greift zu kurz. Das wichtigste Ziel einer neuen Marktordnung muss sein, den Umbau zu einem auf Erneuerbaren basierenden Energiesystem effizient zu ermöglichen.

## Ineffizienz durch fehlende Preissignale

Als größtes Hemmnis eines kosteneffizienten Ausbaus der erneuerbaren Energien identifizieren wir, dass Investoren und Produzenten ihre Entscheidungen nicht davon abhängig machen, wann und wo Elektrizität benötigt wird. So fehlen Preissignale, die die tatsächliche Knappheit von Elektrizität unverzerrt abbilden. Dadurch fehlen Anreize für Investoren und Produzenten, ihre Entscheidungen am Markt auszurichten. Fehlende Knappheitspreise tragen zu regionalen Ungleichgewichten bei und verhindern so eine kosteneffiziente Elektrizitätsversorgung. Orientiert sich der zukünftige Ausbau von konventionellen wie erneuerbaren Anlagen nicht an der tatsächlichen Knappheit von Elektrizität, droht regelmäßige regionale Über- und Unterproduktion.

\* Dieser Artikel basiert auf dem Diskussionspapier: A. Löschel, F. Flues, F. Pothén, P. Massier: Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung, ZEW Discussion Paper, Nr. 13-065, Mannheim 2013, <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>. Diese Skizze einer neuen Marktordnung für den Strommarkt wird auch vorgestellt in: dies.: Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 10/2013, S. 22-25.

<sup>1</sup> Vgl. Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste – Veröffentlichung zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2015, Stand 22.7.2013, Bonn.

### Zeitliche Dimension – Überproduktion von Strom aus Erneuerbaren

Seit 2000 ist die Einspeisung von erneuerbaren Energien von 37,9 TWh auf 136,2 TWh angestiegen. Das beeindruckende Wachstum der Erneuerbaren ist nicht zuletzt ein Erfolg des EEG. Allerdings offenbart dieser Erfolg nun die Schwächen des Fördersystems mit fixen Einspeisevergütungen. Der sichtbarste Ausdruck der Ineffizienzen in der zeitlichen Dimension sind negative Strompreise. Durch die fixe Vergütung ihres Stroms speisen die Betreiber von Erneuerbaren preisunelastisch ein. Dies kann dazu führen, dass die Stromerzeugung größer wird als die Stromnachfrage und damit der Preis negativ.

Auch Investitionsanreize werden durch eine fixe Einspeisevergütung verzerrt. Erhalten Investoren eine an die Marktpreise gebundene Vergütung, dann zahlt es sich aus, in Erzeugungstechnologien zu investieren, die Strom bereitstellen, wenn er knapp ist – also in Kapazitäten, die dann bereit stehen, wenn die Last besonders hoch oder wenn die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie niedrig ist. Solange die Vergütung aber unabhängig von Knappheit ist, kommt es für den Investor nur darauf an, dass eingespeist wird, aber nicht wann.<sup>2</sup>

### Räumliche Dimension – Netzengpässe

Auch in der räumlichen Dimension sorgt die Abwesenheit von Knappheitspreisen für Ineffizienzen. Hiervon sind die Betreiber von konventionellen Kraftwerken genauso betroffen wie die Erneuerbaren. Netzengpässe werden nicht spürbar und damit nicht in Produktions- und Investitionsentscheidungen integriert. Grundsätzlich ist elektrische Energie ein homogenes Gut. Für den Verbraucher ist es irrelevant, ob sein Strom an der Küste oder im Ruhrgebiet erzeugt wurde. Der Strom sucht sich selbständig seinen Weg durch das Netz und ist dann nicht mehr unterscheidbar. Dies setzt aber voraus, dass es keine Engpässe im Netz gibt.

Einheitliche Börsenstrompreise und lokal nicht differenzierte Netzentgelte, die allein von den Nachfragern entrichtet werden, bilden Engpässe nicht ab. Sie werden weder in der Standortwahl berücksichtigt, noch bei Produktionsentscheidungen. Darum lohnt es sich beispielsweise für Betreiber von Kohlekraftwerken, diese nah an der Küste zu bauen, um den Primärenergieträger zu niedrigeren Kosten anliefern zu können. Auch hier wer-

**Prof. Dr. Andreas Löschel** lehrt Umweltökonomik an der Universität Heidelberg und leitet den Forschungsbereich Umwelt- und Ressourcenökonomik, Umweltmanagement, am Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) in Mannheim.

**Dr. Florens Flues**, derzeit für die OECD in Paris tätig, war wissenschaftlicher Mitarbeiter am ZEW.

**Frank Pothén**, Dipl.-Volkswirt, und **Philipp Massier**, Dipl.-Wirtsch.-Ing., sind wissenschaftliche Mitarbeiter am ZEW.

den Knappheitspreise zur Überwindung von Ineffizienzen durch Netzengpässe benötigt.

### Überproduktion und Netzengpässe verstärken einander

Fehlende Knappheitspreise führen zu einer ineffizienten Stromerzeugung. Die zeitliche Dimension – Strom wird eingespeist, wenn er nicht benötigt wird – und die räumliche Dimension – Kapazitäten werden errichtet, ohne Netzengpässe zu berücksichtigen – können einander verstärken. Dies führte bereits zu kritischen Situationen im Übertragungsnetz.<sup>3</sup> Aktuell werden die Engpässe in der kurzen Frist durch Redispatch-Maßnahmen aufgelöst, auf die in den letzten Jahren immer öfter zurückgegriffen werden musste. Für die mittlere Frist wurde bereits eine Kaltreserve kontrahiert. Würden bei Investitionen in Kapazitäten und bei der Erzeugung von Strom bereits Netzengpässe berücksichtigt, ließen sich kostenintensive Redispatch-Maßnahmen und Reservekraftwerksvergütungen vermeiden.

### Marktpremie und Market Splitting – Skizze einer neuen Marktordnung

Mit dem Vorschlag zu einer neuen Marktordnung, die wir im Folgenden skizzieren, soll der Umbau der deutschen Stromerzeugung kosteneffizient ermöglicht werden. Dazu müssen Knappheitspreise für die Betreiber regenerativer Kraftwerke sichtbar werden. Betreiber erneuerbarer sowie konventioneller Anlagen sind dann den gleichen Signalen aus dem Strommarkt ausgesetzt und können

<sup>2</sup> Seit der EEG-Novelle 2009 gibt es Regelungen zur Marktintegration durch Direktvermarktung. Allerdings ist diese nur für einen Kalendermonat bindend. Der Wiedereinstieg in die fixe Einspeisevergütung ist zum nächsten Monat wieder möglich.

<sup>3</sup> Vgl. Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012, Bonn 2012; vgl. dies.: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, Bonn 2013.

darauf basierend ihre kurz- sowie langfristigen Entscheidungen treffen. Die räumliche Dimension wird durch die Weitergabe lokal unterschiedlicher Knappheitspreise integriert. Dies betrifft alle Erzeugungsanlagen in gleichem Maße. So können effektiv Marktverzerrungen und damit einhergehende Ineffizienzen beseitigt werden.

#### Zeitliche Dimension – Effiziente Produktion von Strom aus Erneuerbaren

Die am deutlichsten sichtbare Folge einer fehlenden Reaktion erneuerbarer Energien auf Knappheiten wurde bereits beschrieben: Negative Preise. Darüber hinaus fördert das heutige EEG kaum die Berücksichtigung zeitspezifischer Knappheit bei der Investition in erneuerbare Energien. Eine optimale Investition würde nicht nur die Kosten der jeweiligen Technologie berücksichtigen, sondern auch inwieweit diese Technologie in der Lage ist, gerade dann Strom zu produzieren, wenn dieser knapp ist. Ein Portfolio aus unterschiedlichen erneuerbaren Energietechnologien, deren Produktion nur wenig korreliert, wäre wünschenswert. Das heutige EEG belohnt durch die fixen Einspeisetarife weder Technologien, die gerade in Zeiten hoher Knappheit viel Strom produzieren, noch Kombinationen von Technologien, die helfen, große Strompreisschwankungen zu dämpfen.

Neben der Wahl der Technologie sollte bei einer optimalen Investition auch der Standort eine Rolle spielen. Die normierte Leistung von Windenergieanlagen ist, je nach Standort an der Nordsee, Ostsee, in Nord-, Ost-, West- und Süddeutschland, über den Tagesverlauf hinweg höchst unterschiedlich.<sup>4</sup> Um Knappheit zu vermeiden wäre ein Portfolio aus Anlagen an unterschiedlichen Standorten gefragt. Das heutige EEG fördert hingegen primär Anlagen an Standorten, an denen besonders viel Wind weht bzw. Solarstrom produziert wird. Eine volkswirtschaftlich sinnvolle regionale Streuung von Anlagen wird ebenfalls nicht belohnt.<sup>5</sup>

Auch das Verhalten der Betreiber von konventionellen Kraftwerken ist von dieser Fehlsteuerung betroffen. Kommt es durch die aktuelle Marktordnung regelmäßig zu negativen Preisen, müssen insbesondere Grundlastkraftwerke Zahlungen leisten, um nicht herunterfahren zu müssen. Dies ist mit Kosten verbunden und kann zu unerwünschten Kraftwerksabschaltungen sowie fehlenden Kapazitäten für konventionelle Stromerzeugung beitragen.

4 Vgl. S. Arbach, A.-K. Gerlach, P. Kühn, S. Pfaffel: Entwicklung der Windenergie in Deutschland, Agora Energiewende, Berlin 2013.

5 Die heutige Förderung unterscheidet gute und schlechte Standorte mithilfe von Windlastprofilen. Eine regionale Streuung von Windkraftanlagen ist aber kein eigener Mehrwert.

Der Schlüssel zu einer besseren Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in den Markt liegt in der Kopplung der Vergütung erneuerbarer Energien an die Preise der Strombörse. Die Elektrizitätspreise an den Börsen werden bis zu viertelstündlich gebildet und spiegeln somit die zeitspezifische Knappheit von Strom wider. Die Kopplung an den Börsenpreis ist auch wesentlicher Bestandteil der momentanen Vorschläge für die Weiterentwicklung der Förderung erneuerbarer Energien.<sup>6</sup>

Investoren in erneuerbare Energiekapazitäten und Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien orientieren sich bei ihren Entscheidungen fortan an der zeitspezifischen Knappheit von Strom. Dadurch werden bezüglich Technologie, Ort und Nachfrage effiziente Entscheidungen gefällt und ineffiziente Überproduktion vermieden. Tabelle 1 zeigt Vor- und Nachteile verschiedener Optionen zur Förderung erneuerbarer Energien, auch im Vergleich zum heutigen EEG mit fixen Einspeisetarifen.

#### Quotensystem für erneuerbare Energien

Als besonders effizient mag zunächst ein Quotensystem für erneuerbare Energien mit handelbaren Grünstromzertifikaten erscheinen. In diesem wird der Anteil von Strom, der aus erneuerbaren Energien stammen soll, vorgegeben. Die eingespeisten Mengen von Strom aus erneuerbaren Energiequellen werden mit handelbaren Zertifikaten nachgewiesen. Die Verpflichtung wird durch Abgabe der Zertifikate erfüllt. Ein Quotensystem wurde in verschiedenen Ländern eingeführt, beispielsweise in England, Polen und Schweden. Die Systeme in England und Polen sollen allerdings durch andere Systeme abgelöst werden.

Durch die Möglichkeit des Handels mit Grünstromzertifikaten stellt sich theoretisch ein Gleichgewicht ein, das alle volkswirtschaftlichen Effizienzpotenziale ausschöpft. Erneuerbare Energien werden dort ausgebaut, wo es am kostengünstigsten ist. Dabei setzt sich die Vergütung von Grünstrom aus zwei Zahlungsflüssen zusammen. Den Einnahmen aus dem Verkauf von Zertifikaten sowie den Erlösen an der Strombörse. Der Zahlungsstrom, der aus dem Stromverkauf über die Börse resultiert, belohnt In-

6 Vgl. Frontier Economics: Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze, London 2012; vgl. S. Bode, H. Groscurth: Wechsel ja, Systemsprung nein – Weiterentwicklung beim EEG, in: Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?, Berlin 2013; vgl. O. Kopp, S. Bode, H. Groscurth: Wege in ein wettbewerblesches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim 2013; vgl. F. Matthes: Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, in: Die Zukunft des EEG..., a.a.O.; vgl. C. Schmidt: Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?, in: Die Zukunft des EEG..., a.a.O.; vgl. Verband kommunaler Unternehmen: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Berlin 2013.

Tabelle 1

**Vergütungsoptionen für erneuerbare Energien**

| Einspeisetarife        |   | Marktprämie                                       |  | Quote  |
|------------------------|---|---|--|--|
| Vergütung              | Fixe Vergütung pro eingesetzter kWh           | Fixe Vergütung zum Börsenstrompreis               | Auktionierung der Zusatzvergütung zum Börsenstrompreis | Grünstromerlös zusätzlich zum Börsenstrompreis     |
| Reaktion auf Knappheit | Zeitliche Knappheit                           | -<br>Keine Reaktion                               | +<br>Reaktion durch:<br>Technologie-, Standortwahl     | +<br>Reaktion durch:<br>Technologie-, Standortwahl |
|                        | Kurzfristige Überproduktion (keine Knappheit) | -<br>Produktion trotz negativer Börsenstrompreise | °<br>Abhängig von Ausgestaltung                        | °<br>Abhängig von Ausgestaltung                    |
|                        | Langfristige Überproduktion (keine Knappheit) | -<br>Keine Reaktion                               | °<br>Gewisse Reaktion                                  | °<br>Gewisse Reaktion                              |

Quelle: eigene Darstellung.

vestitionen in solche Erneuerbare, die zu Zeiten hoher Knappheit und dementsprechend hoher Preise viel Strom produzieren. Vermiedene externe Effekte werden durch den Zertifikatspreis abgegolten. Ein weiterer Vorteil des Quotenmodells liegt darin, dass sich die Vergütung von erneuerbarer Energie endogen an die Zielerreichung anpasst. Je näher die eingespeisten Mengen den Zielvorgaben kommen, desto weniger knapp sind die Erneuerbaren. Dadurch sinkt der Preis der Grünstromzertifikate.

Eine zentrale Schwäche des Quotenmodells liegt in der Preisvolatilität für Grünstromzertifikate.<sup>7</sup> Die marginalen Erzeugungskosten für Strom aus Windkraft und Photovoltaik liegen praktisch bei null. Hieraus ergibt sich, dass der Preis für ein Grünstromzertifikat bei Erreichen der Quote stark sinkt.<sup>8</sup> Wird die Quote nicht erreicht, ist der Preis für das Grünstromzertifikat durch die Strafzahlung bei Nichterfüllung der Zielvorgabe determiniert. Im Endeffekt wird der Preis für ein Zertifikat spürbar schwanken und durch die Wahrscheinlichkeit beeinflusst, dass die Quote in der entsprechenden Verpflichtungsperiode erreicht wird. Das Erreichen der Quote hängt wiederum von den Wetterverhältnissen und der damit verbundenen Produktion von Grünstrom ab.

Aufgrund dieser Volatilität sind hohe Risikoaufschläge für Investitionen in Erneuerbare zu erwarten, die sich aus dem Grünstromzertifikatemarkt finanzieren. Gleichzeitig ist wahrscheinlich, dass die Erzeuger versuchen werden, ihre jeweilige Quote selbst zu erreichen. Dann entstehen allerdings keine Effizienzgewinne durch Handel von

Grünstrom und Spezialisierung auf die Grünstromerzeugung.

Darüber hinaus ist die politische Implementierung eines Quotensystems schwierig. So stellt das Quotensystem eine massive Veränderung des bisherigen Fördermechanismus für erneuerbare Energien dar. Veränderungen in einem einmal installierten Quotensystem ziehen erneut große Unsicherheiten nach sich. Die politische Stabilität ist ein wichtiger Faktor für einen funktionierenden Zertifikatehandel.

*Prämiensystem für erneuerbare Energien*

Eine andere Möglichkeit, Investitionen in und Produktion von Erneuerbaren an der Knappheit von Strom auszurichten, besteht in einer Marktprämie für erneuerbare Energien. Diese Prämie wird zusätzlich zum Börsenstrompreis für einen fixen Zeitraum gezahlt. Im Idealfall ist die Höhe der Prämie durch die vermiedenen Externalitäten der Erneuerbaren determiniert. Langfristig stünden erneuerbare und konventionelle Energien in einem nachhaltigen Wettbewerb. Durch den Zahlungsstrom aus dem Stromverkauf an der Börse werden Investitionen in Erneuerbare besonders belohnt, die zu Zeiten hoher Knappheit und dementsprechend hoher Preise viel Strom produzieren. In dieser Hinsicht setzen Prämien- und Quotenmodell dieselben Anreize. Investitionen in und Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien werden ebenfalls an der Knappheit von Strom ausgerichtet. Durch die fixe Prämie werden allerdings die Unsicherheiten verringert, dadurch sind geringere Risikoaufschläge für Investoren zu erwarten als im Quotenmodell. Die Risiken werden im Prämiensystem verteilt und Investoren in erneuerbare Energien tragen nun das Strommarktrisiko.

Die Marktprämie ist sehr flexibel und kann aus dem heutigen EEG heraus weiterentwickelt werden. Anders als

7 Vgl. E. S. Amundsen, F. M. Baldursson, J. B. Mortensen: Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets, in: Environmental and Resource Economics, 35. Jg. (2006), H. 4, S. 259-287.

8 Hierbei wird angenommen, dass die Nachfrage nach Grünstrom, die nur ein Teil der gesamten Stromnachfrage darstellt, nicht oder nur kaum auf den Preis für Grünstromzertifikate reagiert, also unelastisch ist.

im Quotenmodell muss die Förderung der Erneuerbaren nicht grundsätzlich umgebaut werden. Beispielsweise ist es möglich, zu Beginn technologiespezifische Fördersätze zu gewähren und diese Schrittweise zu einem System mit einer einheitlichen Marktprämie konvergieren zu lassen. Alternativ könnte die Prämie durch die Regierung oder Regulierungsbehörden festgelegt und an die Erreichung der Ausbauziele gekoppelt werden. Im Idealfall würde sie den vermiedenen externen Kosten entsprechen. Die Quantifizierung von Externalitäten ist in der Praxis mit großen Herausforderungen verbunden. Darum stellt die Flexibilität der Marktprämie einen ihrer wichtigsten Vorteile dar. Alternativ besteht die Möglichkeit ein Gesamtbudget für die Förderung erneuerbarer Energien zu auktionieren.<sup>9</sup> Durch die Auktion wird sichergestellt, dass nur die günstigsten Anbieter erneuerbarer Energie zum Zuge kommen und weitgehende Sicherheit über das Budget besteht.

#### Räumliche Dimension – Preissignale in Stromnetzen

Die heutige Marktordnung geht von Deutschland als Kupferplatte aus.<sup>10</sup> Übertragungskosten des gehandelten Stroms finden in den Börsenpreisen keine Berücksichtigung. Netznutzungsgebühren sind größtenteils unabhängig vom Standort der Einspeisung und des Zeitpunkts der Nachfrage.<sup>11</sup> Somit gibt es keinen Preis für knappe Übertragungskapazitäten.

Bereits heute sind Engpässe im Stromnetz zu erkennen und sie werden sich, aller Voraussicht nach, zukünftig verstärken.<sup>12</sup> So werden große Teile der fluktuierenden erneuerbaren Energieanlagen im Norden Deutschlands installiert, vor allem Windenergie. Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazitäten sind ebenfalls vorrangig im Norden und Westen Deutschlands geplant. Die Abschaltungen der Kernkraftwerke finden hingegen hauptsächlich im Süden des Landes statt.<sup>13</sup> Insgesamt ergibt sich für Süddeutschland ein negativer Kapazitätssaldo. Zur Erhaltung der Netzstabilität sind somit ein Ausbau von Übertragungskapazitäten von Nord nach Süd, zu-

sätzlicher Kapazitätssubau oder Nachfragereaktionen im Süden notwendig.

Durch die Liberalisierung des Strommarktes und des damit einhergehenden Unbundling wurden die Erzeugung und die Übertragung von Elektrizität getrennt. Da es sich hier um ein natürliches Monopol handelt, reguliert die Bundesnetzagentur die Netzbetreiber. Das derzeitige System der Netzentgelte ist durch fixe, umlagefinanzierte und vom Verbraucher zu entrichtende Netzentgelte geprägt. Die zeitliche und räumliche Auslastung des Netzes findet in den Netzentgelten kaum Berücksichtigung. Dieses System bietet somit keinerlei Anreiz, die Transportkosten bei der Produktion von Strom oder Investitionen in neue Kapazitäten zu berücksichtigen und damit Netzeinpässe zu vermeiden. Die Verschiebung der Erzeugungskapazitäten nach Norden ist somit zum Teil der heutigen Marktordnung geschuldet.

Zur Verhinderung von Engpässen werden derzeit Redispatch-Maßnahmen ergriffen, die in den letzten Jahren stark angestiegen sind.<sup>14</sup> Unabhängig vom Verfahren zur Auswahl der Redispatch-Kapazitäten eignen sich derartige Maßnahmen nur für die kurzfristige Beseitigung von Engpässen. Als langfristige Lösung ist das Redispatch nicht geeignet, da die Ein- und Ausspeisungen in das Netz verändert werden, ohne dass Anreize gebildet werden, das zugrunde liegende Problem des Netzeingpasses zu beheben.

#### Nodal Pricing

Konträr zum derzeitigen System mit einheitlichen Strompreisen und fixen, umlagefinanzierten Netzentgelten in einer Marktzone ist das Nodal Pricing. Beim Nodal Pricing wird der Preis an den verschiedenen Knotenpunkten des Netzgebietes gebildet. Dieser enthält sowohl die Kosten für die Erzeugung als auch für den Transport von Strom. Aus ökonomischer Sicht handelt es sich beim Nodal Pricing um das optimale Verfahren, da das System zeitgleich eine effiziente Allokation knapper Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten ermöglicht.<sup>15</sup>

Nodal Pricing wird derzeit in verschiedenen Märkten<sup>16</sup> angewendet. Allerdings ist zu beachten, dass die Einführung eines solchen Systems in Deutschland mit einer weit-

9 Vgl. O. Kopp, S. Bode, H. Groscurth, a.a.O.

10 Vgl. T. Wawer: Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, in: ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft, 31. Jg. (2007), H. 2, S. 109-116.

11 Netznutzungsentgelte enthalten einen fixen durchschnittlichen Arbeitspreis (ct/kWh) pro Jahr. Lastganggemessene Netzkunden zahlen zusätzlich einen Leistungspreis (Euro/kWh), der aufgrund des höchsten Viertelstundenleistungswerts pro Jahr berechnet wird. Diese Entgelte variieren je nach Netzbetreiber und werden nur den Ausspeisern auferlegt.

12 Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2012, Bonn 2012; Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand der leistungsbundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012, a.a.O.; dies.: Bericht zum Zustand der leistungsbundenen Energieversorgung im Winter 2012/2013, a.a.O.

13 Vgl. Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste, a.a.O.

14 Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, a.a.O.

15 Vgl. F. Leuthold, H. Weigt, C. von Hirschhausen: Efficient pricing for European electricity networks – The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany, in: Utilities Policy, 16. Jg. (2008), H. 4, S. 284-291; vgl. Frontier Economics: Generator Nodal Pricing – a review of theory and practical application, Melbourne 2009.

16 Beispiele sind die Großhandelselektrizitätsmärkte Kaliforniens, New Yorks und 13 weiterer amerikanischer Bundesstaaten organisiert durch Independent System Operator PJM sowie NordPool.

Tabelle 2  
Möglichkeiten der Netzbespeisung

|                                    | Bestehende Preiszone                           |  | Änderung der Preiszone                                |               |
|------------------------------------|--|--|---|---------------|
|                                    | Umlagefinanzierte Netzentgelte                 | Regional differenzierte Netzentgelte     | Market Splitting                                      | Nodal Pricing |
| Wettbewerb                         | <<<< Größerer Markt <<<<                       |  |   |               |
| Weitergabe tatsächlicher Knappheit | >>>> Preise spiegeln Knappheit wider >>>>      |  |   |               |
| Lokale Knappheit                   | Keine Berücksichtigung der Netzknappeit        | Netzentgelte gemäß geschätzter Knappheit | Markt generiert Preise für tatsächliche Netzkapazität |               |
| Zeitliche Knappheit                | Keine Weitergabe der Knappheit im Tagesverlauf |  | Knappheit wird über Tagesverlauf weitergegeben        |               |

Quelle: eigene Darstellung.

reichenden Umgestaltung des Stromsektors verbunden wäre. Beispielsweise wäre ein einheitlicher Netzbetreiber (Independent System Operator) sowie eine zentrale Stelle (Pool), über die alle Transaktionen verpflichtend abgewickelt werden, notwendig. Die Einführung und der Übergang zum Nodal Pricing erscheinen zeit- und kostenintensiv.

Um Engpässe mit den korrespondierenden Signalen, also Knappheitspreisen, auszustatten gibt es Ansätze, die weniger stark als Nodal Pricing in das bestehende System eingreifen. Diese Ansätze liegen zwischen den beiden Extremen der fixen, umlagefinanzierten Netzentgelte in einer einheitlichen Marktzone und dem sehr flexiblen Nodal Pricing (vgl. Tabelle 2). Die wichtigsten sind regional differenzierte Netzentgelte und Market Splitting.

#### Regional differenzierte Netzentgelte

Engpässe in Elektrizitätsnetzen können ebenfalls durch regional differenzierte Ein- und Ausspeisetarife bepreist werden. Sie werden beispielsweise in England oder Schweden angewendet. Im bisherigen System tragen nur die Ausspeiser die Netzinfrastруктурkosten. Allerdings könnten durch eine Veränderung dieses Systems auch Einspeiser durch Kosten der Netzinfrastuktur belastet werden. So könnten den Erzeugern unterschiedliche, regional differenzierte Netznutzungsentgelte durch eine sogenannte G-Komponente (G = Generation) auferlegt werden.<sup>17</sup> Die Anteile der Umlage auf Ein- bzw. Ausspeiser werden je nach Ausgestaltung unterschiedlich aufgeteilt. Der konkreten Ausgestaltung in Deutschland müsste eine tiefergehende Analyse vorausgehen. So sind Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation der einzelnen Marktteilnehmer, Verteilungs- und mögliche Mitnahmeeffekte zu analysieren.<sup>18</sup>

17 Vgl. Monopolkommission: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65, Bonn 2013.

18 Vgl. Frontier Economics und Consentec: Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsge-rechte Errichtung neuer Kraftwerke, London 2008.

#### Market Splitting

Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit ist das Market Splitting. In diesem Verfahren wird das Marktgebiet in mehrere Preiszonen unterteilt. Die Vergabe der Übertragungskapazitäten wird durch implizite Auktionen gemeinsam mit der Stromauktion an der Elektrizitätsbörse durchgeführt.<sup>19</sup> Allerdings wird der Markt nicht komplett regionalisiert, sondern nur an neuralgischen Punkten getrennt.

Ein zentraler Aspekt des Market Splitting ist, dass die Knappheitspreise auf dem Spotmarkt auftreten und somit Engpässe direkt im Strompreis abgebildet werden. Im Gegensatz dazu lösen Redispatch-Maßnahmen die Engpässe nach der Preisbildung auf dem Sportmarkt durch einen geänderten Kraftwerkseinsatz auf.

Das Market Splitting hat Vorteile sowohl gegenüber dem Nodal Pricing, als auch gegenüber regional differenzierten Netzentgelten. Einerseits vermeidet es eine tiefgreifende Umgestaltung des Elektrizitätsmarktes, wie sie für das Nodal Pricing notwendig wäre. Zudem ist Market Splitting einfacher mit einem gemeinsamen europäischen Strommarkt zu vereinbaren. Andererseits ergeben sich die impliziten Preise der Netzenspässe durch den Markt und nutzen so die Informationen des Marktes aus. Sie spiegeln damit zeitliche und räumliche Schwankungen der Engpässe wider und müssen nicht durch die Regulierungsbehörde festgelegt werden.

Treten Netzenspässe auf, gehen die Preise zwischen den Preiszonen auseinander. Diese Preisunterschiede setzen Investitionsanreize, die zu ihrem Verschwinden beitragen. Kurzfristig können divergierende Preise die Abschaltung von konventionellen Kraftwerken in Regionen mit knappen Kapazitäten verhindern, die in einer einheitlichen Preiszone nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden

19 Vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, a.a.O.

können. Langfristig tragen unverzernte Investitionsanreize zum bedarfsgerechten Aufbau von Kapazitäten bei. Bei der Ausgestaltung eines Stromsystems mit Market Splitting sind allerdings verschiedene Aspekte zu beachten. Aus ökonomischer Sicht sollte vor allem die Wettbewerbsintensität in den jeweiligen Teilmärkten analysiert werden, um Situationen zu verhindern, in denen Marktmachtpositionen ausgenutzt werden.<sup>20</sup>

In der derzeitigen Situation für Deutschland wäre beispielsweise eine Zweiteilung in Nord und Süd denkbar.<sup>21</sup> So würden die aktuellen Engpässe bewirtschaftet und Anreize für Investitionen gesetzt. Dies würde niedrigere Preise in der Zone Nord als in der Zone Süd implizieren. Darauf wären Angebots- und Nachfragereaktionen zu erwarten. Dies könnten Investitionen in den Netzausbau, Kraftwerkszubau, Nachfragemanagement, Speicher etc. sein. Durch Investitionen, die sich an Knappheitspreisen orientieren, können effiziente Investitionsentscheidungen getroffen und ein unnötiger Zu- sowie Rückbau verhindert werden. Somit würde die Effizienz des Gesamtsystems erhöht.

## Fazit

Die Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien ist zurzeit ein bestimmendes Thema energiepolitischer Debatten. Das EEG hat die großflächige Einführung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht. Die Erneuerbaren sind keine Nischentechnologie mehr. Die Förderung der Erneuerbaren muss aber angepasst werden, um die ambitionierten Ziele der Energiewende erreichen und die Stromversorgung in Deutschland klimaneutral und nachhaltig gestalten zu können.

Als größtes Hindernis eines kosteneffizienten Ausbaus der erneuerbaren Energien wird identifiziert, dass Inves-

toren und Produzenten ihre Entscheidungen nicht davon abhängig machen, wann und wo Elektrizität benötigt wird. Energiemärkte müssen so organisiert sein, dass möglichst unverzernte Preise entstehen, die die jeweilige Knappheit von Elektrizität und Übertragungskapazität widerspiegeln. Diese Knappheitspreise liefern die Grundlage für effiziente Investitions- und Produktionsentscheidungen.

Eine Kombination der Marktintegration Erneuerbarer über eine Marktpremie auf den Börsenpreis und des Market Splitting zur Bepreisung von Netzengpässen schafft eine bessere Koordination des örtlichen und zeitlichen Abrufs erneuerbarer sowie konventioneller Erzeugungsanlagen. Außerdem führt es zu besseren Anreizen zur Auflösung von Engpässen durch kurzfristige und, mehr noch, langfristige Maßnahmen, wie Investitionen in Netzausbau, Kraftwerksbau, Nachfragemanagement oder Speicher.

Die vorgeschlagene Energiemarktreform aus einem Guss ist machbar. Das Market Splitting ist gut mit der Integration der europäischen Strommärkte vereinbar und kann ohne eine grundsätzliche Umgestaltung des Großhandelsmarktes etabliert werden. Der Energy-Only-Markt ist die Grundlage, auf der sowohl Market Splitting als auch Marktpremie aufbauen. Die Marktpremie kann zudem aus dem heutigen EEG heraus weiterentwickelt und mit verhältnismäßig geringem Aufwand an zukünftige Entwicklungen angepasst werden. Es ist möglich, zunächst technologiespezifische Fördersätze für Investitionen in Erneuerbare festzulegen, die dann schrittweise zu einer einheitlichen, technologieneutralen Förderung konvergieren. Der Vorschlag sollte auch für die Anhänger des EEG in seiner heutigen Form überlegenswert sein. Nur durch eine stärkere Betonung der Kosteneffizienz wird die Erreichung der ambitionierten langfristigen Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien möglich sein. Mehr noch: ohne grundsätzliche Reformen des Strommarktes wird in Kürze nicht nur über das EEG intensiv diskutiert werden, sondern auch über ein FEG zur Förderung der fossilen Energien.

20 Vgl. Frontier Economics und Consentec: Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz wohlfahrtsorientierter Beurteilung, London 2011.

21 Vgl. Monopolkommission: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Bonn 2011.

**Title:** *The German Electricity Market in Upheaval: On the Necessity of a New Market Design*

**Abstract:** *The German electricity market is changing fundamentally as renewable energy replaces conventional sources. Simultaneously, regional imbalances between generation and consumption are appearing. The authors sketch a new market design for the German electricity market, jointly taking into account the efficient expansion of renewables and the grid's stability. A premium paid in addition to the spot market price promotes renewable electricity. Furthermore, they propose to split the German electricity market into a small number of price zones to cope with insufficient transmission capacities. By systematically strengthening regional and temporal price signals, the authors expect a notable cost reduction of the energy transition to be achieved.*

**JEL Classification:** Q40, Q42, Q48