

ZEW policy brief

Andreas Löschel, Florens Flues, Frank Pothén und Philipp Massier,
Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW)

Den deutschen Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung

Der deutsche Strommarkt ist im Umbruch. Strom aus erneuerbaren Quellen verdrängt solchen aus konventioneller Erzeugung. Die bestehende Marktordnung fördert zwar effektiv den Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung, geht aber mit hohen Kosten einher. Zudem entstehen regionale Ungleichgewichte zwischen Elektrizitätserzeugung und -nachfrage. Diese werden einerseits durch den Ausbau Erneuerbarer, vor allem im Norden, ausgelöst. Andererseits ist der Rückgang konventioneller Energieerzeugung im Süden, zum Beispiel durch die Abschaltung von Kernkraftwerken, dafür verantwortlich. Diese regionalen Ungleichgewichte sollen vor allem durch einen erheblichen Netzausbau behoben werden.

**Strommarkt
im Umbruch**

Wir skizzieren eine neue Marktordnung für den deutschen Strommarkt, die einen kosteneffizienten Ausbau der Erneuerbaren und die Stabilität der Netze gemeinsam berücksichtigt. Durch die gezielte Stärkung von zeit- und regionalspezifischen Preissignalen erwarten wir eine deutliche Kostensenkung.

Das zentrale Instrument in unserer Skizze für eine neue Strommarktordnung sind Knappheitspreise. Stromerzeuger müssen Anreize erhalten, ihr Verhalten an die Knappheit von Strom am Markt anzupassen. Dazu müssen die Preise widerspiegeln, wann und wo Elektrizität knapp ist. Die Kombination aus einer Marktprämie zur Förderung der Erneuerbaren und Market Splitting zum Management von Netzengpässen kann dies erreichen. Die Marktprämie bindet die Erneuerbaren vollständig in den Strommarkt ein und kann kurzfristige wie langfristige Effizienzpotenziale heben. Gleichzeitig werden die vermiedenen externen Effekte verlässlich abgegolten. Das Market Splitting bepreist Netzengpässe und nutzt dazu die am Markt vorhandenen Informationen, ohne dass ein grundlegender Umbau des Strommarktes notwendig wäre.

**Knappheitspreise
als Instrument einer
neuen Marktordnung**

Auch die politische Umsetzbarkeit spricht für diesen Vorschlag. Die Marktprämie kann aus dem heutigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weiterentwickelt und flexibel angepasst werden. In mittlerer Frist kann durch die schrittweise Angleichung der Marktprämien ein technologieneutrales Fördersystem für Erneuerbare entstehen. Zudem ist das Market Splitting gut mit einem gemeinsamen europäischen Strommarkt vereinbar. Die neue Marktordnung bietet somit eine nicht nur ökonomisch wünschenswerte, sondern auch politisch realisierbare Grundlage für die Umsetzung der Energiewende.

**Marktprämie und
Market Splitting**

Aktuelle Herausforderungen im deutschen Energiemarkt

**Heutige Marktordnung:
keine Marktintegration
erneuerbarer Energien**

Die deutsche Energiepolitik steht in den nächsten Jahren vor gewaltigen Herausforderungen. Mit der Energiewende soll der Weg zu einer auf regenerativen Quellen basierenden Stromversorgung beschritten werden. Auch die Netze müssen an die neuen Strukturen der Stromerzeugung angepasst werden. Sollen diese Ziele kosteneffizient erreicht werden, muss der Strompreis widerspiegeln, wann und wo Strom knapp ist.

Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 hat sich die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen mehr als verdreifacht. Laut dem Energiekonzept der Bundesregierung sollen im Jahr 2050 80 Prozent des erzeugten Stroms aus regenerativen Quellen stammen. Bisher wird erneuerbarer Strom über eine fixe Einspeisevergütung abgegolten. Wind- und Sonnenenergie wird daher immer erzeugt, wenn das Wetter es zulässt. Die Produktionsentscheidungen sind unabhängig davon, ob der Strom gerade benötigt wird oder nicht. Kurzfristig kann das zu negativen Strompreisen führen, langfristig zu Investitionen in die falschen Technologien und an den falschen Standorten. Dadurch wird die Stromversorgung unnötig teuer.

**Netzengpässe nicht
im Strompreis sichtbar**

In den letzten Jahren hat sich die Stromerzeugung in Deutschland von Süden nach Norden verschoben. Dies betrifft sowohl erneuerbare als auch konventionelle Anlagen. Laut den Daten der Bundesnetzagentur wird sich die Nettonennleistung dargebotsunabhängiger, also wetterunabhängig flexibel steuerbarer, Kraftwerke in Deutschland bis 2015 um ein Gigawatt (GW) erhöhen. Südlich von Frankfurt am Main wird sie dagegen um 5,6 GW fallen. Die Belastung der Stromnetze verschärft sich also weiter. Heute werden Netzentgelte allein von den Stromabnehmern entrichtet. Die Kraftwerksbetreiber haben keinen Anreiz, etwaige Netzengpässe in ihre Produktions- oder Investitionsentscheidungen mit einzubeziehen. Stattdessen müssen die Netzbetreiber das Stromnetz stabil halten, indem sie Kraftwerke ab- oder zuschalten. Auch das treibt die Kosten der Stromversorgung in die Höhe.

Beide Probleme verstärken sich gegenseitig. Ist beispielsweise in Norddeutschland viel Windkraft verfügbar, während im Süden die Kapazitäten nicht ausreichen, dann bedeutet dies große Belastungen für das Stromnetz. Reichen die Kapazitäten im Netz nicht aus, um die Elektrizität zu transportieren, dann ist das deutsche Netz de facto in zwei Teile gespalten. Allerdings wird das im Strompreis nicht sichtbar. Nachfrager und Anbieter von Elektrizität können ihr Verhalten deshalb nicht anpassen. Vor dem Hintergrund eines großen Investitionsbedarfs in Netzausbau und neue Kraftwerke muss dieses Problem dringend gelöst werden.

**Unverzerrte
Knappheitspreise
bringen Kosten-
effizienz**

Wir skizzieren eine neue Marktordnung für den deutschen Strommarkt. Das zentrale Instrument sind Knappheitspreise: Betreiber von Windkraft oder Solaranlagen müssen Knappheitspreise aus dem Strommarkt empfangen, um ihre Produktion an die Bedürfnisse auf dem Markt anpassen zu können. Auch Betreiber von konventionellen Kraftwerken sehen sich dann unverzerrten Knappheitspreisen ausgesetzt, da erneuerbare Energieanlagen voll in den Markt integriert sind. Produzenten und Investoren benötigen ebenfalls regionale Knappheitspreise, um Netzengpässe in ihrem Verhalten zu berücksichtigen. Damit kann die Energiewende kosteneffizient umgesetzt werden.

**Förderung der
Erneuerbaren öko-
nomisch sinnvoll**

Erneuerbare Energien – Wie richtig fördern?

Erneuerbare Energien staatlich zu fördern ist ökonomisch sinnvoll. Strom aus regenerativen Quellen vermeidet eine große Zahl von Schäden an Natur und Gesundheit. Dazu gehören nicht zuletzt Belastungen, die nicht Teil des europäischen Emissionshandelssystems (EU EHS) sind. Ohne staatliche Eingriffe sind diese sogenannten externen Effekte nicht Teil der Marktpreise und Umwelt wie Gesundheit werden übermäßig belastet. Aber wie sollte die Förderung der Erneuerbaren, die dem Status einer Nischentechnologie entwachsen sind, ausgestaltet werden?

In der heutigen Marktordnung erhalten Betreiber von erneuerbaren Anlagen eine fixe Einspeisevergütung. Für jede Kilowattstunde (kWh) erhalten sie denselben Betrag. Das reduziert das Risiko einer Investition in Erneuerbare erheblich. Allerdings haben die Betreiber von Windkraft und Photovoltaik-Anlagen somit keinen Anreiz, sich der tatsächlichen Knappheit von Strom anzupassen. Sie werden immer einspeisen, wenn das Wetter es zulässt. Kurzfristig kann das zu Überproduktion und negativen Preisen führen. Langfristig wird falsch investiert. Wenn zum Beispiel der Wind an der Nordseeküste zu anderen Zeiten weht als im Schwarzwald, dann ist es sinnvoll, Windräder auf beide Standorte zu verteilen. Damit wird die Stromerzeugung verlässlicher. Solange aber jede eingespeiste Kilowattstunde gleich vergütet wird, lohnt sich die Investition vor allem dort, wo der Wind am stärksten weht. Eine viel diskutierte Alternative zur Einspeisevergütung ist ein Quotensystem (häufig wird von Grünstromzertifikaten gesprochen). In einem solchen System werden bspw. Stromanbieter oder Netzbetreiber verpflichtet, einen bestimmten Prozentsatz ihres Stroms regenerativ zu erzeugen. Nachgewiesen wird die Quote mit handelbaren Zertifikaten. Betreiber von Windparks oder Solaranlagen sind vollständig in den Markt eingebunden und erhalten den Börsenstrompreis. Knappheiten am Markt sind für sie sichtbar. Daneben erhalten sie die Erlöse aus dem Verkauf der Grünstromzertifikate. Wie hoch die Förderung ist, ergibt sich am Markt für die Zertifikate.

Das Quotenmodell geht mit einem großen Problem einher: den volatilen Preisen für Zertifikate. Photovoltaik-Anlagen oder Windräder zu errichten, ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Sind sie einmal aufgebaut, verursacht jede erzeugte Kilowattstunde Strom nur noch sehr geringe zusätzliche Kosten. Damit hängt der Zertifikatspreis stark von den Erwartungen der Investoren ab. Erwarten sie hohe Preise und bauen stark aus, dann gibt es ein Überangebot an erneuerbarem Strom, und die Zertifikatspreise sinken auf null. Erwarten sie niedrige Preise, dann wird zu wenig investiert, und der Zertifikatspreis wird durch die Strafzahlungen bei Nichterfüllung gesetzt. Das macht die Investitionen unter dem Quotenmodell risikoreich und teuer.

Wir sprechen uns deshalb für ein System aus, das die Integration der Erneuerbaren in den Markt mit einem festen Fördersatz verbindet: das Marktprämienmodell. Die Betreiber von erneuerbaren Anlagen erhalten eine Vergütung, die sich aus dem Strompreis an der Börse und der Marktprämie zusammensetzt. Sie sind in den Markt integriert und müssen sich an Knappheiten anpassen. Mit der Prämie wird abgegolten, dass erneuerbarer Strom Umweltschäden vermeidet. Daher sollte sich der Fördersatz an den vermiedenen externen Effekten orientieren.

Die Marktprämie bringt auch in der praktischen Umsetzung große Vorteile mit sich. Sie kann aus dem heutigen EEG heraus weiterentwickelt werden, und die Förderung der Erneuerbaren muss, anders als im Quotenmodell, nicht grundsätzlich umgebaut werden. Beispielsweise könnten zu Beginn technologiespezifische Fördersätze gewährt werden, die im Zeitablauf zu einer technologieunabhängigen Prämie konvergieren.

Marktzonen und Engpässe

In der heutigen Strommarktordnung wird Deutschland als Kupperplatte betrachtet. Die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden durch Netzentgelte abgegolten, welche die Stromabnehmer zu tragen haben. Für Elektrizitätsanbieter sind die Transportkosten weitgehend unsichtbar. Solange Engpässe im Stromnetz vernachlässigbar selten sind, hat das nur geringe ökonomische Konsequenzen. Mittlerweile hat sich die Anzahl derartiger Engpässe aber soweit erhöht, dass die Netzbetreiber regelmäßig Kraftwerke zu- oder abschalten müssen, um die Stabilität der Netze sicherzustellen. Vieles deutet darauf hin, dass diese Probleme in Zukunft zunehmen werden. Eine langfristige Lösung ist notwendig.

Netzentgelte müssen weder deutschlandweit gleich sein, noch müssen sie allein den Nachfragern auferlegt werden. Sie können regional differenziert werden, um Engpässe in den Übertragungs-

**Quotenmodell:
Unsicherheit
durch volatile
Zertifikatspreise**

**Marktprämienmodell:
Erneuerbare mit
Prämie auf den
Börsenpreis fördern**

**Differenzierte
Netzentgelte:
schwer festzulegen**

Nodal Pricing: schwer mit europäischem Strommarkt vereinbar

kapazitäten abzubilden. So könnten beispielsweise im Norden höhere Entgelte für die Einspeisung verlangt werden, während in Süddeutschland die Abnehmer höhere Netznutzungsentgelte zu tragen haben. Engpässe treten allerdings nicht permanent auf, sondern punktuell und in unterschiedlicher Stärke. Regional differenzierte Netzentgelte, die über einen längeren Zeitraum festgelegt werden, können darauf nicht flexibel reagieren. Sie zeigen nur eine durchschnittliche Knappheit von Leitungskapazitäten an.

Ein ambitioniertes Modell ist das Nodal Pricing. In diesem Ansatz wird das Stromnetz in Knotenpunkte aufgeteilt. Strompreise werden für jeden Knoten in einem komplexen Verfahren an der Strombörse ermittelt. Dabei fließen etwaige Netzengpässe direkt in die Preisbildung mit ein. Das Nodal Pricing ist theoretisch ansprechend, weil es Knappheiten von Strom und Netz sehr genau abzubilden vermag. Seine Umsetzung in die Praxis wäre aber mit großem Zeitaufwand und hohen Kosten verbunden. Beispielsweise müsste ein zentraler Netzbetreiber in Deutschland eingerichtet werden, und der Handel mit Strom müsste verpflichtend über eine zentrale Strombörse abgewickelt werden. Darüber hinaus ist nicht klar, inwieweit Nodal Pricing in Deutschland in den europäischen Strommarkt zu integrieren wäre.

Market Splitting: politisch umsetzbar und europäisch integrierbar

Eine weniger radikale und in der Umsetzung realistische Lösung ist das Market Splitting. Auch in diesem Ansatz wird das Stromnetz in mehrere Zonen aufgeteilt. Allerdings ist die Aufteilung nicht so fein wie beim Nodal Pricing. Die Trennung wird nur an wenigen besonders neuralgischen Punkten vorgenommen. An der Strombörse werden Gebote wie bisher abgegeben. Liegen Engpässe im Netz vor, kommt es zu unterschiedlichen Strompreisen in den Zonen. Ansonsten sind sie identisch. Ein vergleichbares System wird zwischen Deutschland und Frankreich angewendet, wenn auch mit zwei Strombörsen.

Market Splitting hat sowohl gegenüber dem Nodal Pricing als auch gegenüber regional differenzierten Netzentgelten große Vorteile. Im Vergleich zu ersterem spricht die einfachere Umsetzung für das Market Splitting. Es kann relativ einfach in den europäischen Strommarkt integriert werden und die institutionellen Veränderungen sind überschaubar. Gegenüber regional differenzierten Netzentgelten hat das Market Splitting den Vorteil, Informationen aus dem Markt besser zu nutzen. Es bedarf keiner Regulierungsbehörde, welche die Engpässe bepreisen muss, sondern der Markt bildet die Preise den aktuellen Knappheiten entsprechend selbst. Darum sprechen wir uns für das Market Splitting aus.

Weitere Informationen

Kontakt

Prof. Dr. Andreas Löschel, Leiter ZEW Forschungsbereich „Umwelt- und Ressourcenökonomik, Umweltmanagement“, E-Mail: loeschel@zew.de, Tel: +49-621-1235-200

Publikation

Andreas Löschel, Florens Flues, Frank Pothén und Philipp Massier (2013), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung, ZEW Discussion Paper No. 13-065, Mannheim. Verfügbar unter: <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>

ZEW

Zentrum für Europäische
Wirtschaftsforschung GmbH
Centre for European
Economic Research

ZEW policy brief series

Publisher: Centre for European Economic Research (ZEW), Mannheim
L 7, 1 · 68161 Mannheim · P.O. Box 10 34 43 · 68034 Mannheim · Germany · Internet: www.zew.de · www.zew.eu
President: Prof. Dr. Clemens Fuest · **Director of Business and Administration:** Thomas Kohl

Editorial responsibility: Prof. Dr. Clemens Fuest

Quotes from the text: Sections of the text may be quoted in the original language without explicit permission provided that the source is acknowledged.

© Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW), Mannheim, 2013