

Bode, Sven; Groscurth, Helmuth-Michael

Article — Published Version

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Bode, Sven; Groscurth, Helmuth-Michael (2006) : Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Springer, Heidelberg, Vol. 86, Iss. 11, pp. 735-740,
<https://doi.org/10.1007/s10273-006-0587-8>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/42646>

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.

Sven Bode, Helmuth Groscurth

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise

Die herrschende Meinung geht davon aus, dass durch die Umlage der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Letztverbraucher die Strombezugskosten der Unternehmen steigen und ihre Wettbewerbsfähigkeit sinkt. Wie setzt sich der Strompreis zusammen und wovon ist die Strompreisbildung abhängig? Welche Wirkung hat das EEG auf den Großhandelsstrompreis?

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich in Deutschland als effektives Instrument erwiesen, um den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erhöhen. Eine Reihe von Staaten hat mittlerweile ähnliche Regelungen eingeführt.¹ Dennoch steht das EEG – aus verschiedenen Gründen – immer wieder in der Kritik. Ein Hauptangriffspunkt sind dabei seine tatsächlichen oder vermeintlichen Kosten. Insbesondere wird behauptet, das EEG führe zu einem steigenden Strompreis und gefährde somit die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft.² Dieser Argumentation folgend wurde die aus dem EEG resultierende „EEG-Umlage“ für besonders stromintensive Unternehmen begrenzt.

Wenn man über den „Strompreis“ redet, ist es notwendig, genau zu definieren, welchen Preis man eigentlich meint. Zu unterscheiden sind

- der Großhandels- bzw. Börsenpreis³ sowie
- der Preis bei bilateralen Geschäften, der sich in der Regel am Börsenpreis orientiert, und ferner
- die Strombeschaffungskosten (Endverbraucherpreis) für Geschäftskunden und Privatkunden, die sich aus dem Großhandelspreis und weiteren Kos-

tenelementen wie etwa Steuern und Abgaben zusammensetzen.

Weiter ist es wichtig, die Großhandelspreise, die letztlich die Strombeschaffungskosten der Verbraucher bestimmen, zu unterscheiden von den Stromgestehungskosten, also den Kosten für die Stromerzeugung in einzelnen Kraftwerken. Im nahezu vollständig staatlich regulierten Energiesystem, das bis Ende der 90er Jahre vorherrschte, gab es einen einfachen Zusammenhang zwischen den beiden Größen: Die Großhandelspreise waren im Wesentlichen ein Mittelwert aus den Gestehungskosten der verschiedenen Kraftwerke plus einem Gewinnzuschlag. Im liberalisierten Strommarkt funktioniert die Preisbildung anders, nämlich durch Angebot und Nachfrage.

Im Folgenden wird zunächst der zugrunde liegende Marktmechanismus beschrieben. Anschließend wird analysiert, welchen Einfluss die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auf die Preisbildung an der Börse und auf die Strombeschaffungskosten der Endverbraucher hat.

Dr. Sven Bode, 32, ist Research Fellow im Schwerpunkt internationale Klimapolitik am Hamburgischen Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA); Dr. Helmuth Groscurth, 45, ist Geschäftsführer der arrhenius consult GmbH, Hamburg.

¹ Vgl. J.P.M. Sijm: The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries, Report ECN-C02-083, Energy Center of the Netherlands (ECN), Petten 2002; Niels I. Meyer: European schemes for promoting renewables in liberalised markets, in: Energy Policy, 31 (2006), S. 665-676.

² Vgl. Energie & Management (E&M): Alu-Hütten fordern Sonderregelungen, in: Energie & Management, 15. Februar 2005; C. Gammelin: Energieintensive Betriebe planen Investitionsstopp, in: Financial Times Deutschland vom 6. Januar 2006; Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA): Erneuerbare-Energien-Gesetz ist eine Auslaufmodell, VEA Presseerklärung vom 28. Juli 2006.

³ Die beiden Begriffe werden nachfolgend synonym verwendet.

Kosten der Stromerzeugung und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Die Förderung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das EEG wird damit begründet, dass sich diese Anlagen aufgrund der höheren Stromgestehungskosten am Markt von allein nicht durchsetzen würden. Ihr Ausbau ist jedoch unter anderem aus Gründen des Umweltschutzes und der Versorgungssicherheit gewünscht.⁴

Unter dem EEG erhalten Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über einen definierten Zeitraum eine vorab festgelegte Vergütung pro erzeugter und eingespeister Kilowattstunde Strom. Diese Vergütung ist von verschiedenen Faktoren abhängig wie Energiequelle, Technologie, Kapazität der Anlage etc. Die Einspeisung von Strom aus Windenergie, Biomasse, Photovoltaik und kleinen Wasserkraftwerken hat sich in den vergangenen fünf Jahren von 3 auf 10% der gesamten Stromproduktion erhöht. Es wird erwartet, dass sie in den nächsten fünf Jahren weiter wächst und 2011 etwa 20% erreicht. Die mittlere gezahlte EEG-Vergütung steigt im gesamten Zeitraum zunächst von 8,5 Euro-Cent/kWh auf 9,9 Euro-Cent/kWh an und sinkt dann wieder auf 9,4 Euro-Cent/kWh ab.

Von der Vergütung an die Betreiber ist die Umlage zur Finanzierung des EEG zu unterscheiden. Die Umlage wird auf den Letztverbrauch von Strom erhoben. Sie berechnet sich wie folgt:⁵

$$\text{EEG-Umlage} = (\text{durchschnittliche EEG-Vergütung} - \text{Strompreis}) * \text{EEG-Quote}$$

Problematisch ist dabei, dass derzeit kein einheitliches Verfahren zur Berechnung des Strompreises in obiger Gleichung existiert, so dass auch die Umlage unterschiedliche Werte annehmen kann.⁶

Große Stromverbraucher können die so genannte Härtefallregelung (§ 16 EEG) in Anspruch nehmen. In der Kurzfassung kann man davon ausgehen, dass

Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 10 GWh/a oder Stromkosten von mehr als 15% der Bruttowertschöpfung nur für die ersten 10% ihres Stromverbrauchs die volle Umlage bezahlen müssen. Für darüber hinausgehende Mengen reduziert sich die Umlage auf 0,05 Euro-Cent/kWh. Für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr 100 GWh/a oder Stromkosten von mehr als 20% der Bruttowertschöpfung fällt lediglich eine Umlage von 0,05 Euro-Cent/kWh auf den gesamten Strombezug an.

Um den Gesamteffekt abschätzen zu können, ist jedoch neben der EEG-Umlage, die zu höheren Strombezugskosten für die Letztverbraucher führt, zu untersuchen, welche Auswirkungen das EEG auf den Großhandelsstrompreis selbst hat.

Stromkosten aus Sicht des Endverbraucher

Von den Großhandelsstrompreisen sind die Strombezugskosten aus Sicht der Endverbraucher zu unterscheiden, die noch weitere Elemente wie Steuern, Abgaben etc. enthalten. Bei genauerer Betrachtung stellt man fest, dass sich die Kosten für private und große gewerbliche Kunden, auch Tarif- bzw. Sondervertragskunden genannt, erheblich unterscheiden können.

Die Kosten für die Lieferung Energie machen nur etwa 20% der Strombezugskosten für einen typischen deutschen Haushalt aus. Den größten Teil tragen Steuern und Abgaben wie Mehrwertsteuer, Ökosteuern und Konzessionsabgabe bei, die sich auf 38% der gesamten Stromrechnung summieren. Der zweitgrößte Beitrag kommt von der Netznutzung. Er beläuft sich – einschließlich der Zählerkosten – auf 36%. Nur 5% der Stromrechnung entfallen auf die Unterstützung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. Diese Zahlen erlauben zwei Schlussfolgerungen:

- Private Haushalte bemerken die Förderung erneuerbarer Energien, gemessen an anderen Kostenelementen, kaum in ihrem Budget.
- Änderungen der Großhandelspreise für Strom treffen den privaten Endkunden nur mit einem Fünftel ihrer relativen Größe.

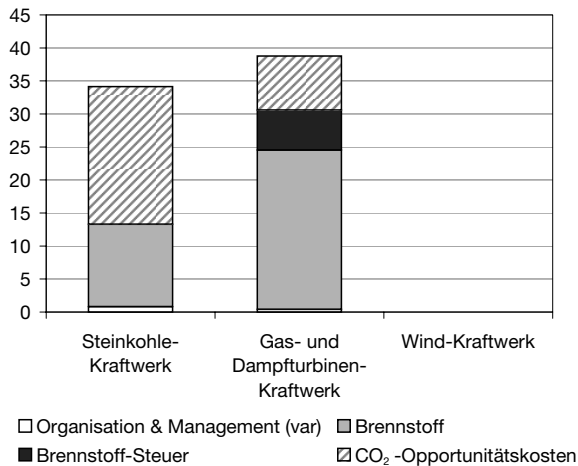
Für einen gewerblichen Kunden, der z.B. 20 GWh im Jahr bezieht, sieht das Bild deutlich anders aus. Zunächst bezahlt dieser im Endeffekt keine Mehrwertsteuer. Dann kommt er in den Genuss von Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage und der KWK-Umlage. Er bezieht seinen Strom auf einer höheren Spannungsebene und zahlt daher geringere Netznut-

⁴ Siehe hierzu § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetz Neufassung vom 21. Juli 2004.

⁵ Die EEG-Quote ist dabei der Anteil des EEG-Stroms am gesamten Stromverbrauch der Endverbraucher.

⁶ Vgl. Ingenieurbüro für neue Energien (IFnE): Bestimmung der durch EEG-Strom vermiedenen Strombezugskosten (anlegbarer Wert), Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Teltow 2006; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet, Berlin, Februar 2006, S. 20-21 & S. 24-25.

Abbildung 1
Variable Stückkosten neuer Kraftwerke bei einem
CO₂-Preis von 25 Euro/t
(in Euro/MWh(ell))



¹ Hier gleich Grenzkosten.

zungsentgelte. Insgesamt betragen die Stromkosten mit 5,65 Euro-Cent/kWh nur ein Drittel der Kosten für private Kunden. Die „Elektronen“ machen jetzt rund 60% der Rechnung aus.

Insgesamt schlagen Änderungen des Großhandelspreises somit auf gewerbliche Kunden stärker durch als auf private. Außerdem sind sie aus Wettbewerbsgründen empfindlicher, wenn es um zusätzliche Kosten geht.

Bei den genannten Werten ist zu beachten, dass die heute gültigen Strombezugskosten auf den Großhandelspreisen von vor einem Jahr oder früher basieren. Änderungen der Großhandelspreise werden sich also für die Verbraucher erst in der Zukunft auswirken. Nur sehr große Abnehmer haben Abnahmeverträge, die direkt an die Großhandelspreise gekoppelt sind, oder handeln selbst an der Strombörse.

Bildung des Großhandelsstrompreises

Wie erwähnt, sind für die Bewertung des EEG nicht nur die zusätzlichen Kosten in Form der Umlage für die Verbraucher zu berücksichtigen, sondern auch mögliche Auswirkungen auf den Großhandelsstrompreis.

Betreiber von Kraftwerken wollen ihre Gewinne maximieren. Sie werden daher in der kurzfristigen Betrachtung versuchen, ihre Anlagen immer dann einzusetzen, wenn sie aus dem Stromverkauf mehr Erlösen als sie für den Betrieb des Kraftwerkes ausgeben müssen, in erster Näherung also wenn der Quoti-

ent aus Brennstoffkosten und Wirkungsgrad (d.h. die Grenzkosten der Erzeugung) kleiner ist als der erzielte Strompreis. Die Kapitalkosten sind für diese Überlegung nicht relevant.

Abbildung 1 zeigt das Ergebnis dieser Denkweise. Die variablen Kosten⁷ des Kohlekraftwerks von 34 Euro/MWh werden von den CO₂-Kosten dominiert. Aber selbst bei diesem relativ hohen CO₂-Preis ist das Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk – auf Grund der Erdgassteuer – mit 39 Euro/MWh immer noch teurer. Für die Windkraftanlage sind keine variablen Kosten anzusetzen. Sie sollte daher immer laufen, wenn ausreichend Wind zur Verfügung steht.

Kumuliertes Angebot und Nachfrage

Da jeder Anlagenbetreiber sein Kraftwerk so lange wie möglich laufen lassen möchte, stellt sich die Frage, welche Kraftwerke tatsächlich produzieren und welcher Preis sich ergibt.

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der so genannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird („Day-ahead“-Handel).⁸ Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Außerdem wird angenommen, dass der gesamte Strom auf einem einzigen Marktplatz gehandelt wird.

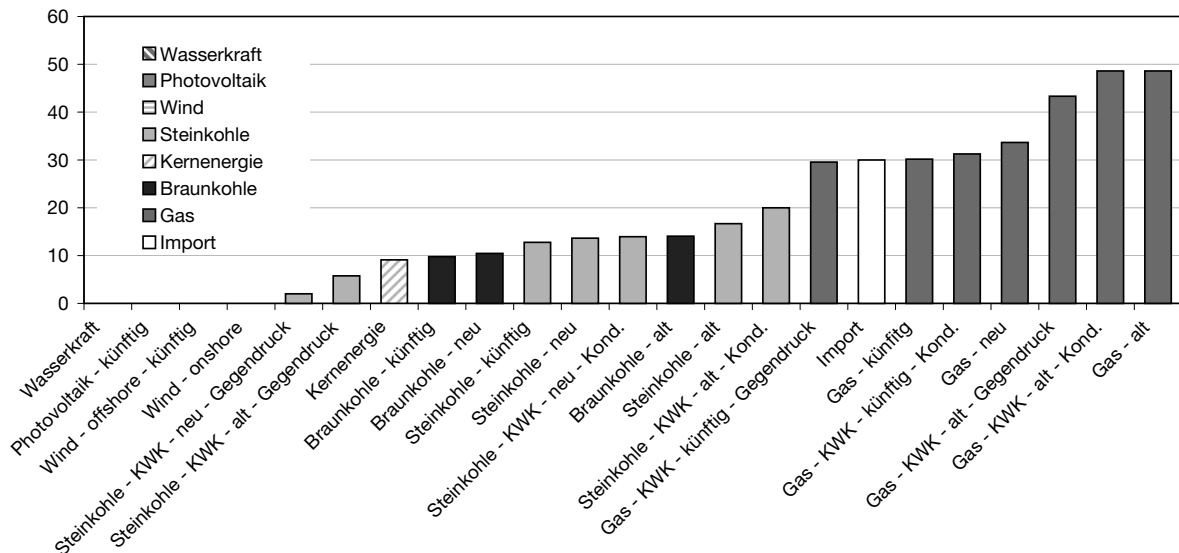
Jeder Betreiber muss für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Menge Strom, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Wie oben gesehen, wird der Betreiber in der Regel die maximale Leistung seines Kraftwerks zu dessen Grenzkosten anbieten. Die Grenzkosten eines Kraftwerks werden in erster Näherung als konstant angenommen. Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“.

Abbildung 2 zeigt ein Beispiel einer solchen „Merit order“ für einen synthetischen, aber typischen Kraftwerkspark. Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft, Photovoltaik und Wind. Dar-

⁷ Genauer: Grenzkosten.

⁸ Neben dem Spotmarkt gibt es auch den Terminmarkt, an dem standardisierte Produkte, d.h. Strom einer definierten Leistung über feste Zeiträume (Jahre, Quartale, Monate), gehandelt werden.

Abbildung 2
Beispiel für die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke
(in Euro/MWh)



Quelle: Eigene Berechnung mit einem synthetischen, aber typischen Kraftwerkspark.

an schließen sich die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an, die einen Teil ihrer Erträge aus dem Wärmeverkauf beziehen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Ganz rechts finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringe Investitionskosten, aber hohe Grenzkosten aufweisen.

Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerkes bezahlt.

Abbildung 3 zeigt diesen Mechanismus. Die Treppenkurve ist dabei die stilisierte Fassung der Balken aus Abbildung 2, wobei den einzelnen Kraftwerken noch deren Leistung zugeordnet ist. Die Nachfrage ist in diesem Beispiel eher unelastisch, d.h. die Nachfrage sinkt nur leicht mit steigendem Strompreis. Diese Annahme ist für die kurzfristige Nachfrage sinnvoll, da auf kurze Sicht nur auf wenig Strom verzichtet werden kann.

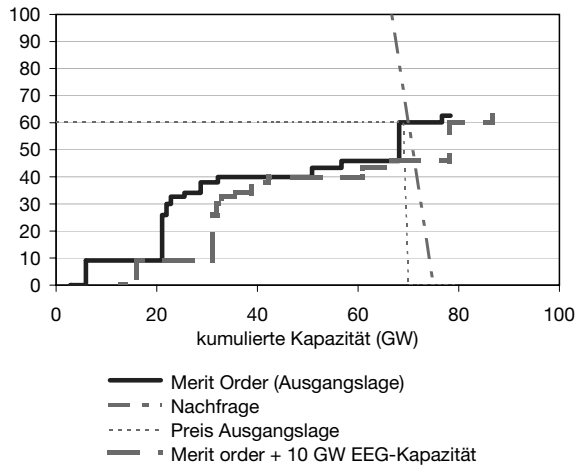
Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. Bei hoher Nachfra-

ge wird das Grenzkraftwerk ein Gaskraftwerk sein und der Preis bei rund 60 Euro/MWh liegen. In Zeiten niedriger Nachfrage ist das Grenzkraftwerk meist ein Kohlekraftwerk und der Preis kann bis 40 Euro/MWh sinken. Bisher wurden nur einzelne Stunden betrachtet. Um den mittleren Strompreis eines Jahres zu ermitteln, muss man die Schwankungen der Nachfrage im Detail kennen und über alle Stunden eines Jahres integrieren.

Der Einfluss des EEG auf den Strompreis

Nachdem die Bildung der Strompreise generell beschrieben wurde, kann nun diskutiert werden, was geschieht, wenn mehr Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist wird. Hierzu wird angenommen, dass gegenüber der Ausgangssituation zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien angeboten wird. Wenn es sich um Windkraftanlagen handelt, wird deren Strom in einem vollkommenen Markt an der Börse zum Preis von 0 Euro/MWh angeboten. Das Angebot aus diesen Windparks würde daher ganz links in der „Merit order“ auftauchen und die gesamte restliche Kurve nach rechts verschieben (gestrichelte Treppenkurve in Abbildung 3). Somit kann sich ein neues Gleichgewicht auf dem Strommarkt einstellen. In dem Beispiel fällt der Strompreis von 60 auf 46 Euro/MWh. Wie hoch dieser Effekt jeweils ist, hängt jedoch vom Windenergieangebot und der Stromnachfrage ab. Beide schwanken im

Abbildung 3
Auswirkungen zusätzlicher EEG-Kapazität
von 10 GW auf die Merit order
(in Euro/MWh(ell))



Quelle: Eigene Berechnungen.

Tages- und Jahresverlauf erheblich. Der mittlere Effekt lässt sich deshalb wiederum erst bestimmen, wenn man die Lastgänge und die Schwankungen der Windverfügbarkeit integriert.

Wenn die zusätzlichen Strommengen nicht an der Börse gehandelt werden, sondern das EEG quasi vorab die Nachfrage befriedigt, dann verschieben sich die Nachfragekurven in Abbildung 3 nach links. Der Effekt auf den Strompreis ist aber derselbe wie bei einem Börsenhandel des zusätzlichen Windstroms.

Als Schlussfolgerung lässt sich festhalten, dass zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien den Strompreis an der Börse keinesfalls erhöht, sondern senkt. Interessanterweise ist dieser Effekt des EEG in der politischen Diskussion bisher nicht beachtet worden.⁹ Für bestehende Windkraftkapazitäten wurde dieser Effekt bereits statistisch gezeigt.¹⁰

⁹ Vgl. z.B. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET): Untersuchung von Einflussgrößen auf die Höhe der Belastungen der Endkunden aus dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), Kurzugutachten im Auftrag des VDMA, Aachen, 14. August 2002; Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI): Wettbewerbsfähige Strompreise für die deutsche Industrie, BDI (ohne Datum), <http://www.bdi-online.de/de/fachabteilungen/125.htm>, Zugang: 3. August 2006; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), a.a.O.

¹⁰ J. Neubarth, O. Woll, C. Weber, M. Gerecht: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56 (2006), Heft 7, S. 42-45. Neben dem direkten Strompreis-Effekt gibt es noch einen zweiten, indirekten Effekt, über den Strom aus erneuerbaren Energien den Strompreis an der Börse senken kann. Siehe hierzu z.B. M. Rathmann: Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices?, Forthcoming in: Energy Policy, 35 (2007), Heft 1, S. 342-349.

Stromgroßhandelspreise sowie die
Strombezugskosten¹ für Unternehmen mit EEG-
Umlage

Durchschnittliche Leistung aus erneuerbaren Energien (MW)	Durchschnittspreis, Spotmarkt ² (Euro/MWh)	Preisänderung ³ (Euro/MWh)	Strompreis + EEG-Umlage (Euro/MWh) für stromintensive Unternehmen (Härtefälle, 0,5 Euro/MWh)
0	45,3	0,00	45,8
419	45,1	-0,26	45,6
1257	44,6	-0,75	45,1
2096	44,1	-1,24	44,6
2934	43,6	-1,71	44,1
3353	43,4	-1,94	43,9
3772	43,2	-2,18	43,7
4191	42,9	-2,40	43,4
6287	41,8	-3,54	42,3
8382	40,7	-4,68	41,2

¹ Nach § 16 EEG („Härtefälle“ Strombezug > 100GWh, 0,05 Euro-Cent/kWh). Nur Energiekosten; Ökosteuer, Netznutzung, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage sind nicht berücksichtigt. ² Preis für CO₂-Berechtigungen: 0 Euro/t. ³ Gegenüber dem Ausgangsszenario mit einer installierten Leistung aus erneuerbaren Energien von 0 MW.

Modellierung des EEG-Effekts

Nachdem die Wirkungen des EEG auf die Strompreise in allgemeiner Form diskutiert wurden, werden hier die Ergebnisse einer Analyse eines synthetischen Strommarkts, auf dem unterschiedliche Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist werden, präsentiert.¹¹ Es wird dabei ausdrücklich betont, dass die Preisbildung in der Realität deutlich komplizierter ist, als hier unterstellt.¹²

Durch die über das EEG induzierte Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommt es nun wie erwähnt zu einer Senkung der Strompreise auf dem Spotmarkt. Demgegenüber steht die EEG-Umlage, die zu einer Erhöhung der Strombezugskosten führt. Der Nettoeffekt dieser beiden Einzeleffekte hängt von den Modellannahmen sowie der genauen Ausgestaltung der Umlage ab.

¹¹ Eine ausführlichere Modellbeschreibung findet sich bei S. Bode, H. Groscurth: Zur Wirkung des EEG auf „den Strompreis“, WWWA Discussion Paper 348, Hamburg 2006

¹² Wie erwähnt werden Kontrakte nicht nur am Spotmarkt, sondern auch auf dem Terminmarkt geschlossen. Außerdem kommt es zu Preisschwankungen durch externe Einflüsse wie z.B. Kapazitätsausfälle auf Grund mangelnder Kühlwassermengen in Hitzeperioden etc. Schließlich wird ein vollkommener Markt unterstellt, der in Deutschland derzeit so nicht gegeben ist.

Die Tabelle zeigt beispielhaft die Auswirkungen des aktuellen EEG auf den Großhandelspreis sowie die Stromkosten für Unternehmen, die mehr als 100 GWh Strom pro Jahr beziehen und deren Stromkosten mehr als 20% der Bruttowertschöpfung betragen für zwei unterschiedliche Nachfrageelastizitäten. Wie erwähnt zahlen diese Unternehmen eine geringere EEG-Umlage in Höhe von 0,05 Euro-Cent/kWh.¹³

Wie grundsätzlich zu sehen, führt eine steigende Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu sinkenden Großhandelsstrompreisen. Steigt beispielsweise die installierte Leistung der erneuerbaren Energien von 0 auf effektiv 4191 MW, so sinkt der durchschnittliche Großhandelsstrompreis von 45,3 Euro/MWh um 2,4 Euro auf 42,9 Euro/MWh. Rechnet man zu dem gesunkenen Großhandelsstrompreis die EEG-Umlage für besonders stromintensive Unternehmen in Höhe von 0,5 Euro/MWh dazu, so ergeben sich „Strombezugskosten“¹⁴ von 43,4 Euro/MWh. Trotz der EEG-Umlage liegen diese Kosten noch 1,9 Euro/MWh oder 4,2% unter dem Großhandelspreis des Ausgangsszenarios ohne Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.¹⁵

In einer vereinfachten Abschätzung kann man anders formuliert festhalten, dass die Stromkosten bei Erhöhung der effektiven installierten Leistung um 1000 MW bei eher elastischer Nachfrage um durchschnittlich 0,55 Euro/MWh sinken.¹⁶ Unberücksichtigt bleiben die mit dem Ausbau verbundenen zusätzlichen Kosten wie z.B. für den steigenden Bedarf an Regelenergie, aber auch der indirekte Effekt durch die CO₂-Minderung.¹⁷

Zusammenfassung

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, die zurzeit in Deutschland in der Regel nur zu höheren Kosten als in thermischen Kraftwerken möglich ist, wird über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Die an entsprechende Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung wird über die so genannte

EEG-Umlage finanziert. Diese Umlage erhöht insbesondere die Strombezugskosten der stromintensiven Industrie, deren Wettbewerbsfähigkeit dadurch potenziell verringert wird. Derzeit gibt es eine Sonderregel für Härtefälle (§ 16 EEG), wonach stromintensive Unternehmen eine verringerte Umlage zahlen, deren durchschnittliche Höhe im Einzelfall vom Stromverbrauch abhängt.

Unberücksichtigt blieb in der Diskussion bisher allerdings die Auswirkung des EEG auf den Großhandelsstrompreis, der eine Komponente der Strombezugskosten ausmacht. Es wurde gezeigt, dass dieser Preis in vollkommenen Märkten durch das EEG sinken kann. Wir argumentieren, dass es auf Grund der geringen Grenzkosten von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die durch das EEG gefördert werden, zu einer Verschiebung der Angebotskurve (so genannte merit-order-curve) kommt, in deren Verlauf thermische Kraftwerke mit hohen Grenzkosten aus dem Markt gedrängt werden. Als Konsequenz kann es in Abhängigkeit der Nachfrageelastizität zu unterschiedlichen Preissenkungen am Großhandelsmarkt kommen.

Durch die für besonders stromintensive Unternehmen in ihrer Höhe begrenzte EEG-Umlage kann es auch im Saldo zu einer Minderung der Strombezugskosten der Unternehmen kommen. Die absolute Höhe dieser Preisänderung hängt unter anderem von den gemachten Annahmen ab. Eine erste Abschätzung ergibt eine Senkung der Großhandelsstrompreise von 0,50 bis 0,60 Euro/MWh pro 1000 MW zusätzlicher Effektivleistung der erneuerbaren Energieanlagen. In Abhängigkeit von der installierten Leistung der erneuerbaren Energieanlagen können daher auch die Strombezugskosten für die besonders stromintensiven Unternehmen (Härtefälle) sinken. Die mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien zusätzlich anfallenden Kosten (z.B. Netzausbau, Regelkraftwerke etc.) sowie der indirekte Preissenkungseffekt über den CO₂-Preis sind dabei nicht berücksichtigt.

¹³ Für Unternehmen mit einem Strombezug von über 10 und unter 100 GWh pro Jahr und einem Stromkostenanteil von 15% an der Bruttowertschöpfung kommt es zu einer gemischten EEG-Umlage.

¹⁴ Ohne die bisher unter diesem Begriff ebenfalls gefassten anderen Kostenelemente wie z.B. Netzentgelte.

¹⁵ Für eine allgemeine Diskussion ohne Begrenzung der Umlage für Härtefälle siehe S. Bode: On the impact of renewable energy support schemes on power prices, HWWI Research Paper 4-7, Hamburg 2006.

¹⁶ Die Preisminderung ist kleiner als bei Neubarth et al., die pro 1000 MW eine Preissenkung von 1,90 Euro/MWh berechnen (J. Neubarth et al.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, a.a.O.). Der Unterschied ist unter anderem durch einen anderen Verlauf der Angebotskurve zu erklären.

¹⁷ Siehe hierzu z.B. J. Nitsch, F. Staiß, B. Wenzel, M. Fischedick: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020, Vergütungszahlen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 30 (2006), Heft 2, S. 141-151.