

## DISCUSSION PAPER

1

### **Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten**

*Eine Analyse von EEG und Zertifikatsmodellen  
im Kontext der Ausbauziele für erneuerbare Energien*

Sven Bode und Helmuth-M. Groscurth

Hamburg, März 2008

**arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik**

Parkstr. 1a, 22605 Hamburg

info@arrhenius.de

www.arrhenius.de

Die Autoren danken Frank Zossen für wertvolle Kommentare bei der Erstellung des vorliegenden Discussion Paper.



## Executive Summary

Im Rahmen der Maßnahmen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen nimmt die Förderung erneuerbarer Energien eine besondere Rolle ein. Mit dem Energie- und Klimapaket vom 23. Januar 2008 hat die EU-Kommission konkretere Vorschläge bis zum Jahr 2020 vorgelegt. Die BMU Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ nennt für 2050 einen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von knapp 80 Prozent. Vor dem Hintergrund dieser Ziele wird regelmäßig über die derzeit noch unbestritten notwendigen Förderinstrumente diskutiert. Die vorliegende Studie greift diese Diskussion auf.

Wir unterstellen das wettbewerbspolitische Leitbild der EU – den vollkommenen Markt – und analysieren die Anreize für Investitionen in entsprechende Anlagen. Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse für Neuinvestitionen ist zwischen dem durchschnittlichen Strompreis eines Jahres und dem tatsächlichen Marktpreis zum Zeitpunkt der Stromerzeugung zu unterscheiden. Wie verschiedene Untersuchungen der letzten 18 Monate gezeigt haben, hängt der Börsenpreis für Strom stark von der fluktuierenden Einspeisung aus Windkraft- oder Photovoltaik-Anlagen ab. Immer dann, wenn Windkraftanlagen viel Strom einspeisen, sind der Preis und damit der durchschnittliche Erlös bei Direktvermarktung des Stroms an der Börse gering. Dieser Effekt ist umso ausgeprägter, je höher der Anteil der erneuerbaren Energien ist. Durch dieses systematische Erlösproblem sinkt der Anreiz für Investitionen in neue, zusätzliche Anlagen ohne staatliche Förderung massiv. Auch 2050 werden daher staatliche Instrumente notwendig sein, wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden soll.

Das Instrument der Direktvermarktung mit einem flankierenden Markt für Grünstromzertifikate, das derzeit insbesondere auf EU-Ebene intensiv diskutiert wird, stellt keine Lösung dar. Sinkende Erlöse auf dem Strommarkt können nicht zwangsläufig durch entsprechende zusätzliche Einnahmen auf dem Markt für Grünstromzertifikate kompensiert werden. Die Anlagenbetreiber erhalten das Zertifikat nur dann, wenn sie tatsächlich Strom eingespeist haben – sozusagen „on top“. Die Grenzkosten für die Produktion der Zertifikate sind daher für alle Anbieter gleich null. Dies wiederum hat zur Folge, dass sich in einem „funktionierenden“ Markt für Zertifikate der Preis erratisch zwischen null und einer möglich Strafbzahlung bei Zielverfehlung einstellt. Unter derartigen Bedingungen steigen durch Risikozuschläge die Kapitalkosten für neue Anlagen. Die Anreize für Investitionen in neue Anlagen sind auch unter einem solchen Instrument vermutlich sehr gering. Eine große Marktdurchdringung ist damit jedenfalls nicht zu erwarten.

Auch 2050 werden daher noch Förderinstrumente wie beispielsweise das EEG oder Tender notwendig sein werden, sofern die eingangs erwähnten Ausbauziele erreicht werden sollen.

## 1. Einleitung

Im Dezember 2007 hat die deutsche Bundesregierung ein Klimaschutzpaket verabschiedet, das unter anderem die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 30% bis 2020 vorsieht. Zuvor hatten die Staats- und Regierungschefs der EU Mitgliedstaaten ein entsprechendes Ziel für die EU in Höhe von 20% des Gesamtenergieverbrauchs bis 2020 verabschiedet (Bundesregierung 2007). Am 23. Januar 2008 hat die EU-Kommission die Pläne zum Ausbau der erneuerbaren Energien weiter konkretisiert. Als wichtigstes Ergebnis ist zu nennen, das im Jahr 2020 20% des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden sollen. Das Gesamtziel wird dabei unterschiedlich auf die einzelnen Mitgliedsstaaten verteilt und setzt sich aus den Teilbereichen Strom, Wärme und Verkehr zusammen (COM 2008). Langfristig wird ein noch deutlicherer Ausbau angestrebt. Die „Leitstudie 2007: Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ des Bundesumweltministerium nennt für die Stromerzeugung einen Anteil von knapp 80% der Gesamtproduktion in 2050, wobei die Windenergie mit ca. 68 GW installierter Leistung über die Hälfte der Gesamtleistung der erneuerbaren Energien einnimmt (BMU 2007).

Da die durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromproduktion<sup>1</sup> aus erneuerbaren Energien (nachfolgend auch Stromgestehungskosten genannt) für neue Anlagen derzeit in der Regel noch höher sind als der Großhandelsstrompreis, existiert in liberalisierten Strommärkten kein Anreiz, in diese Anlagen zu investieren. Daher werden bereits seit längerem verschiedene Instrumente zur deren Förderung eingesetzt.

In jüngster Vergangenheit hat die Diskussion über das „richtige“ Förderinstrument in Deutschland, aber auch in der EU, an Intensität deutlich zugenommen. Das von vielen als Vorzeigemodell gepriesene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird von anderen abgelehnt,<sup>2</sup> die ein Quotenmodell auf Basis von Grünstrom-Zertifikaten bevorzugen. Als Gründe für den geforderten Systemwechsel werden u. a. die hohen Kosten und mögliche Mitnahmeeffekte von einzelnen Anlagenbetreibern und fehlende dynamische Effizienz genannt (z. B. ECN 2005). Auf Ebene der EU hätte ein europaweites Handelssystem den Vorteil, dass es den Gedanken des EU Binnenmarktes deutlich besser widerspiegeln würde als rein nationale Förderinstrumente. Aber auch Investoren sehen zum Teil Möglichkeiten für neue Produkte durch eine Direktvermarktung von Strom an der Börse (Köpcke 2007).<sup>3</sup> Ferner ist immer öfter zu hören, dass Einspeisetarife eine Übergangslösung seien, da die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien kontinuierlich sinken würden und damit bald keine Förderung mehr notwendig sei: *„Ich gehe davon aus, dass die erneuerbaren Energien 2020 so*

---

<sup>1</sup> D.h. die Gesamtkosten (fixe und variable Kosten) geteilt durch die produzierte Strommenge gemessen in Euro/MWh.

<sup>2</sup> Siehe zum Beispiel „German feed-in system no model for Europe“, greenprices new desk, 25. April 2007, [www.greenprices.com](http://www.greenprices.com)

<sup>3</sup> Faktisch handelt es sich beim dort genannten Vorhaben um eine Art „Rosinenpicken“, bei der Phasen mit höheren Preisen als die EEG-Vergütung direkt am Markt verkauft wird, bei niedrigeren Preis aber der sichere Hafen der EEG-Vergütung gewählt wird. Der aktuelle Gesetzesentwurf sieht unter § 17 grundsätzlich eine Eigenvermarktung vor, allerdings wäre ein Ausstieg aus dem EEG nur kalenderhalbjährlich möglich (§ 17 (2) Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften)

*stark sind, dass wir kein separates Fördersystem mehr brauchen. Dann werden wir eine Harmonisierung erleben, bei der nur noch der Emissionshandel als Fördersystem bestehen bleibt.“<sup>4</sup>*

Diese Argumentation greift unabhängig von der Richtigkeit der Argumente aber zu kurz. Die genannten Ziele für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien können insbesondere in liberalisierten Strommärkten nur erreicht werden, wenn es für Investoren einen ausreichenden Anreiz gibt, in diese Anlagen zu investieren. Wie nachfolgend gezeigt wird sind diese Anreize unter den genannten Instrumenten fundamental verschieden. Der Fokus liegt dabei auf Windkraftanlagen, die in Deutschland derzeit und auf absehbare Zeit den größten Anteil beim Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien haben. Die Analyse fokussiert dabei allein auf die Anreize für Investition in diese Anlagen. Andere Aspekte, wie z. B. eine mögliche einfachere Erfüllung von nationalen Zielvorgaben innerhalb der EU mit Hilfe eines Zertifikatehandels werden nicht untersucht.<sup>5</sup> Wie später erläutert wird, können Windkraftanlagen stellvertretend für alle Anlagen mit Grenzkosten von Null gesehen werden.

## **2. Förderinstrumente für erneuerbare Energien**

Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien variiert von Land zu Land, aber auch über die Zeit (siehe Tabelle 1). Während es beispielsweise Anfang der neunziger Jahre in Deutschland noch direkte Subventionen gab, wurde später auf eine feste Einspeisevergütung gewechselt. Eine genauere Beschreibung findet sich z. B. bei Wüstenhagen et al. (2006). Für einen internationalen Vergleich siehe IEA (2004).

In jüngster Vergangenheit sind insbesondere die sog. Einspeisetarife und sog. Quotenmodelle auf Basis von Zertifikaten ins Zentrum der Diskussion gelangt. Die nachfolgenden Ausführungen konzentrieren sich daher auf diese beiden Instrumente. Es sei dabei betont, dass es insbesondere auf internationaler Ebene keine formale Definition gibt, die Beschreibungen geben daher das Verständnis der Autoren wieder.

---

<sup>4</sup> Matthias Ruete, DG Transport und Energie, in: Nikionok-Ehrlich, Angelika; Köpke, Ralf (2008): Der Kuchen wird aufgeteilt, in: Energie & Management, 15. Februar 2008, S. 4.

<sup>5</sup> Es sei angemerkt, dass Grünstromzertifikate sowohl auf Unternehmens- wie auf Staatenebene gehandelt werden können, so dass die nachfolgend vorgestellten Instrumente auf verschiedenen Ebenen auch koexistieren können.

Tabelle 1: Überblick über wichtige Förderungsinstrumente für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (basierend auf Meyer 2003, Bode 2005)

Name	Kerneigenschaft
Einspeisevergütung	Eine langfristig festgelegte Vergütung wird für jede eingespeiste Kilowattstunde (kWh) gezahlt.
Quote	Bestimmte Marktteilnehmer (z. B. Produzenten oder Verbraucher) werden verpflichtet, einen bestimmten Anteil der Produktion oder des Verbrauchs aus erneuerbaren Energien zu besorgen. Zur Unterstützung der Erfüllung dieser Quote wird regelmäßig ein Grünstrom-Zertifikatesystem installiert. <sup>*)</sup>
Tender	Eine staatliche Institution schreibt eine bestimmte Produktionsmenge an Strom aus erneuerbaren Energien aus. Gewinner der Ausschreibung erhalten für die Vertragsdauer eine festgesetzte Vergütung pro kWh Strom.
Direkte Subventionen	Kapitalkosten werden ganz oder teilweise von einer staatlichen Institution übernommen.

*\*) Zu beachten ist, dass das Zertifikatesystem allein (vermeintlich) eine kosteneffiziente Erreichung des Ziels ermöglicht. Das System selbst unterstützt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht. Dies wird erst durch die Festsetzung der Quote erreicht.*

## Einspeisetarife

Bei Einspeisetarifen erhält der Betreiber einer Anlage für jede produzierte bzw. ins Netz eingespeiste Kilowattstunde (kWh) Strom eine feste Vergütung. Die Vergütung kann von Typ, Alter und Standort der Anlage sowie weiteren Faktoren abhängig sein. Als erfolgreiches Modell mit Hinblick auf die gewünschte Steigerung des Marktanteils haben sich das 1990 in Deutschland eingeführte Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) und das heutige Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erwiesen. Das EEG ist inzwischen in zahlreichen Ländern der EU in ähnlicher Form übernommen worden, so etwa in Spanien, Österreich, Frankreich, Griechenland, Irland, Portugal und den Niederlanden (REN21 2006). Ausgestaltung und Höhe der Tarife weisen dabei eine große Bandbreite auf. Sie orientieren sich an den durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromproduktion und bieten somit Investoren ein Anreiz, in diese Anlagen zu investieren.

Kritiker halten den Einspeisetarifen entgegen, dass es schwierig sei, die „richtige“ Vergütung zu bestimmen und es daher leicht zu einer Über- oder Unterförderung kommen kann. Durch die breite Differenzierung der Vergütungssätze insbesondere nach Art der Technologie sei die Förderung im strengen ökonomischen Sinne nicht effizient, da für die eingesetzten finanziellen Ressourcen nicht die maximale Menge an Strom aus erneuerbaren Energien erzielt wird. Die Differenzierung aber folgt politischen Zielen, was beim nachfolgenden Vergleich der Instrumente bedacht werden muss. Befürworter des EEG betonen dabei, dass ganz bewusst eine Vielzahl von Technologien in den Markt eingeführt werden soll und dass auch die breite regionale Streuung im Sinne einer dezentralen Energieversorgung erwünscht sei.

## Quotenmodelle auf Basis von Zertifikaten

Bei den Quotenmodellen wird bestimmten Marktteilnehmern, z. B. Erzeugern oder Letztverkäufern, eine Quote derart auferlegt, dass sie einen bestimmten Anteil der erzeugten oder verkauften Strommenge aus Anlagen bereitstellen bzw. beziehen müssen, die erneuerbare Energien nutzen.

Zur Erfüllung der vorgegebenen Quote können auch sog. Grünstrom-Zertifikate verwendet werden.<sup>6</sup> Diese bieten einen Nachweis, dass eine bestimmte Menge Strom – häufig eine MWh – in einer Anlage mit erneuerbaren Energien produziert wurde.<sup>7</sup> Die Grünstrom-Zertifikate werden von den Anlagenbetreibern generiert und verkauft, der produzierte Strom direkt ins Netz eingespeist (vgl. Abbildung 1).

Bei der Ausgestaltung derartiger Systeme existieren eine ganze Reihe von Freiheitsgraden. So ist beispielsweise festzulegen, ob die Quote bei der Erzeugung oder beim Verbrauch ansetzen soll. Dies hat Konsequenzen für die Frage, ob ausländische Stromproduktion auf die Quote angerechnet werden darf oder nicht. Weiter ist zu bedenken, ob Zertifikate in die nächste Verpflichtungsperiode übertragen werden dürfen („Banking“) oder ob Anleihen auf künftige Zertifikate gemacht werden dürfen („Borrowing“). Beides kann dabei helfen, allzu heftige Schwankungen des Zertifikatepreises zu dämpfen. Schließlich muss eine Sanktion beschlossen werden für den Fall, dass einzelne Marktteilnehmer ihrer Verpflichtung nicht nachkommen. Diese kann z. B. als Strafzahlung mit oder ohne Verpflichtung zur Nachlieferung der fehlenden Zertifikate erfolgen.<sup>8</sup>

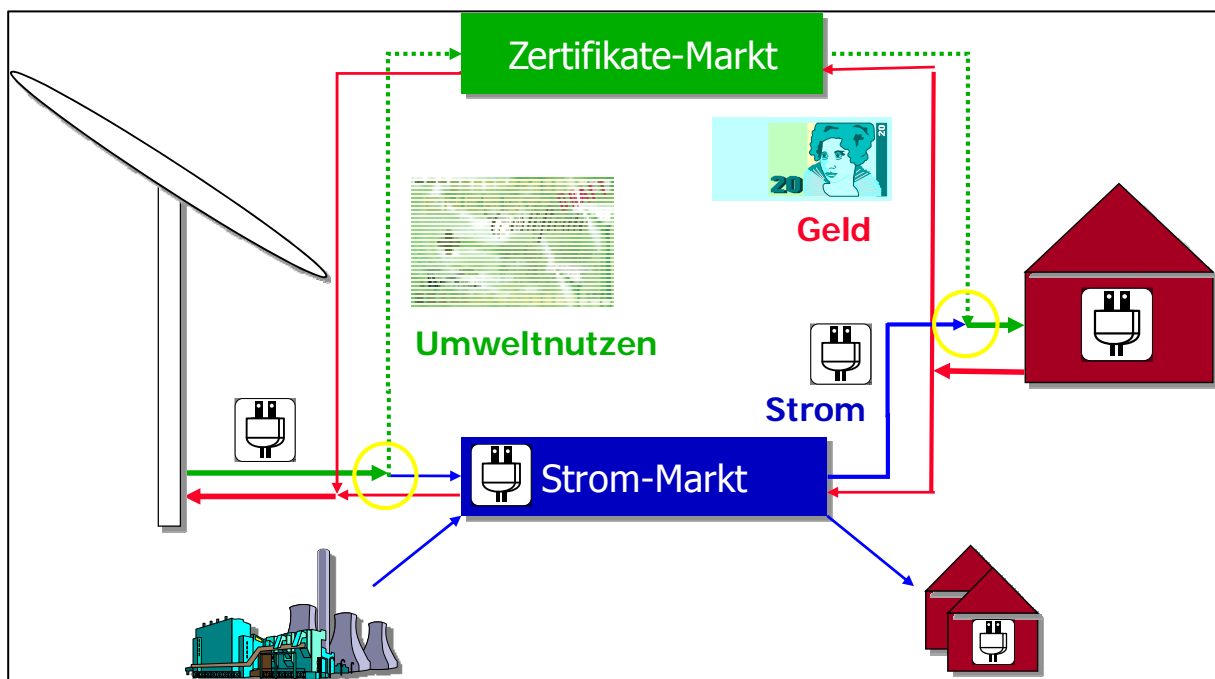


Abbildung 1: Funktionsweise des Handels mit Grünen Zertifikaten.

<sup>6</sup> Mit dem European Energy Certificate System (EECS) steht ein europaweites System zur Verfügung. Für mehr Informationen siehe RECS 2007.

<sup>7</sup> Der Richtlinienentwurf der EU definiert hierzu den Begriff „Guarantee of Origin (GoO)“.

<sup>8</sup> Eine ausführliche Darstellung der zu regelnden Aspekte findet sich z. B. bei Drillisch (1999).

Der Erfolg derartiger Systeme ist bisher nicht eindeutig zu beurteilen.<sup>9</sup> Im Sinne des oben erwähnten theoretischen Ansatzes geht das Quotenmodell – im Unterschied zum Einspeisetarif – den Weg, die Menge vorzugeben und dem Markt die Preisfindung zu überlassen. Während in der Theorie die beiden beschriebenen Ansätze zum selben Ergebnis führen können, argumentieren die Anhänger des Quotenmodells, dass es eher die Aufgabe des Gesetzgebers sei, ökologische Ziele zu definieren (sprich: die Menge an Strom aus erneuerbaren Energien festzulegen) als den Preis. Sie erhoffen sich von einem Quotenmodell einen stärkeren Wettbewerb auch zwischen den verschiedenen Arten erneuerbarer Energien und einen effizienteren Einsatz von Fördergeldern. Insofern sind bei einem Vergleich der Instrumente die unterschiedlichen politischen Ziele zu berücksichtigen (vgl. Tabelle 2). Mit Blick auf den Hintergrund des EU-Binnenmarktes kann ein Zertifikatssystem auch wegen der Möglichkeit des damit möglichen grenzüberschreitenden Handels unterstützt werden.

### Vergleich von Einspeisetarifen und Quotenmodellen

Beim Vergleich der beiden Instrumente ist zu beachten, welche politischen Ziele hinsichtlich einzelner Technologien verfolgt werden. Tabelle 2 zeigt für jeweils gleiche Zielsetzung die jeweilige Ausgestaltung des Instruments.

Tabelle 2: Ausgestaltung von Förderinstrumenten bei unterschiedlicher Zielsetzung hinsichtlich verschiedener Technologien

	Ziel	
	Förderung von Grünstrom als solche (unabhängig von der Technologie)	Förderung von Grünstrom aus bestimmten Technologien
<b>Preisinstrument (Einspeisetarif)</b>	Ein einziger Tarif pro eingespeister MWh Grünstrom	Mehrere technologiespezifische Tarife (z.B. Wind, PV etc.)
<b>Mengeninstrument (Quote mit Zertifikaten)</b>	Eine einzige Quote, z. B. 20 % Grünstrom bei Verbrauch oder Erzeugung	mehrere Quoten z. B. 10 % Wind und 10 % PV bei Verbrauch oder Erzeugung

Neben der Steuerung über Preis oder Menge gibt es zwischen den Förderinstrumenten „Einspeisetarif“ und „Quote“ einen weiteren fundamentalen Unterschied: die Zusammensetzung der Einkommensströme (Bode 2006). Während ein Anlagenbetreiber unter dem EEG eine feste, „pauschale“ Vergütung für den Strom und den Umweltnutzen (die „Grünheit“) des Stroms aus seiner Anlage bekommt,<sup>10</sup> erhält der Betreiber unter dem Quotenmodell zwei

<sup>9</sup> „The evaluation of international experiences with the obligation system gives rise to a mixed picture. [...] the conclusion can be drawn that the obligation is a complex system, which will only function well if designed carefully.“ ECN (2005, S. 2)

<sup>10</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass den Anlagenbetreibern unter dem EEG eine Doppelvermarktung des Umweltnutzens ausdrücklich verboten ist. § 18 (2) EEG: Anlagenbetreiber, die die Vergütung nach den §§ 5 bis 12 in Anspruch nehmen, dürfen Nachweise für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas nicht weitergeben. Gibt ein Anlagenbetreiber einen Nachweis für Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom keine Vergütung nach den §§ 5 bis 12 in Anspruch genommen werden.



Einkommensströme aus zwei Produkten: einen aus dem direkten Stromverkauf und einen zweiten aus dem Verkauf der Grünstrom-Zertifikate (vgl. Abbildung 1). Anhand dieses Merkmals lassen sich auch die anderen in Tabelle 1 genannten Instrumente entsprechend klassifizieren bzw. Mischformen bestimmen (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Diskutierte Förderinstrumente nach Art der Einkommensströme<sup>\*)</sup>

Vergütung für	Strom	Grünstrom-eigenschaft	Strom	Grünstrom-eigenschaft	Strom	Grünstrom-eigenschaft
	variabel	variabel	variabel	fest		Fest
Instrument	Quote mit Zertifikatemarkt		z. B. Investitionsbeihilfe		Einspeisetarif	
			Quote mit Festpreis für Zertifikat (ehem. VDEW-Übergangsmodell)		Tender	

<sup>\*)</sup> Die Kombination „Vergütung für Strom fest, für Grünstromeigenschaft variabel“ ist ebenfalls möglich, bisher in der politischen Diskussion aber noch nicht vorgetragen worden.

Kommt es nun beispielsweise aus systeminhärenten Gründen, die im Folgenden näher erläutert werden, zu einer Senkung des Großhandelsstrompreises an der Börse, so könnten die Anreize für Investitionen in zusätzliche Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verschwinden. In den nachfolgenden Kapiteln wird geprüft, ob Erlöse aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten entsprechende Anreize liefern können. Dafür wird zunächst die Preisbildung auf dem Strommarkt dargestellt. Daraufhin folgt in Analogie dazu die Analyse der Preisbildung auf einem theoretisch möglichen alleinstehenden Grünstromzertifikatemarkt. Da die Märkte für Strom und Grünstromzertifikate aber mit einander gekoppelt sind, folgt im Anschluss eine Analyse der beiden Bestandteile als Kuppelprodukt.

### 3. Wettbewerb und Preisbildung am Strommarkt

Beide Fördermodelle folgen einem gemeinsamen Ansatz. Indem die Markteinführung der einschlägigen Techniken unterstützt wird, soll eine Kostendegression ausgelöst werden, die letztlich dazu führt, dass Strom aus erneuerbaren Energien im allgemeinen Strommarkt mit vollkommener Konkurrenz wettbewerbsfähig wird. Dieser Ansatz ist – wie im Folgenden gezeigt wird – in zweierlei Hinsicht problematisch: Die durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden mit dem durchschnittlichen Marktpreis eines Jahres verglichen. Für Investitionsentscheidungen wäre aber zu fragen, wie die tatsächlich realisierten Erlöse für Strom aus erneuerbaren Energien aussehen. Die tatsächlichen Erlöse entsprechen dem Preis auf dem Strommarkt zum Zeitpunkt des Verkaufs und damit dem Zeitpunkt der Produktion und nicht etwa den durchschnittlichen Großhandelspreise eines Jahres.

Um beurteilen zu können, ob eine Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien am Strommarkt möglich ist, ohne den Anreiz zu nehmen in die entsprechenden Anlagen zu investieren, muss zunächst die Preisbildung am Strommarkt diskutiert werden. Aus wett-

bewerbspolitischer Sicht steht dabei außer Frage, dass dieser Markt dem Leitbild der vollständigen Konkurrenz folgen muss. Die jüngst von der EU-Kommission (2007) präsentierten Vorschläge zur Trennung von Netz und Erzeugung gehen genau in diese Richtung. Mit der Forderung nach vollständiger Konkurrenz (oder auch funktionierendem Wettbewerb)<sup>11</sup> sollte auch eine Akzeptanz des in der Volkswirtschaftstheorie vorherrschenden Paradigmas der Marginal- und Gleichgewichtsanalyse einhergehen. Demnach bilden sich Preise auf Märkten angebotsseitig auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung. Dies vorweggeschickt werden nachfolgend die Preisbildung auf dem Strommarkt und auf einem Grünstrom-Zertifikatemarkt untersucht.

### **Preisbildung auf dem Strommarkt: theoretische Analyse**

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

- der *Großhandels- bzw. Börsenpreis*<sup>12</sup> 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 Kostenelementen wie etwa Steuern und Abgaben zusammensetzen.

Des Weiteren 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 wie eingangs erwähnt durch Angebot und Nachfrage (z.B. BMU 2006, S. 21). Auf Grund der Fokussierung auf die Förderinstrumente wird nachfolgend nur auf die Angebotsseite eingegangen.<sup>13</sup>

---

<sup>11</sup> Siehe auch BMWI (2007)

<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Wirtschaft/Wirtschaftspolitik/wettbewerbspolitik.html>,

<sup>12</sup> Die beiden Begriffe werden nachfolgend synonym verwendet.

<sup>13</sup> Die Nachfrage lässt sich in ähnlicher Weise durch die Zahlungsbereitschaft herleiten.

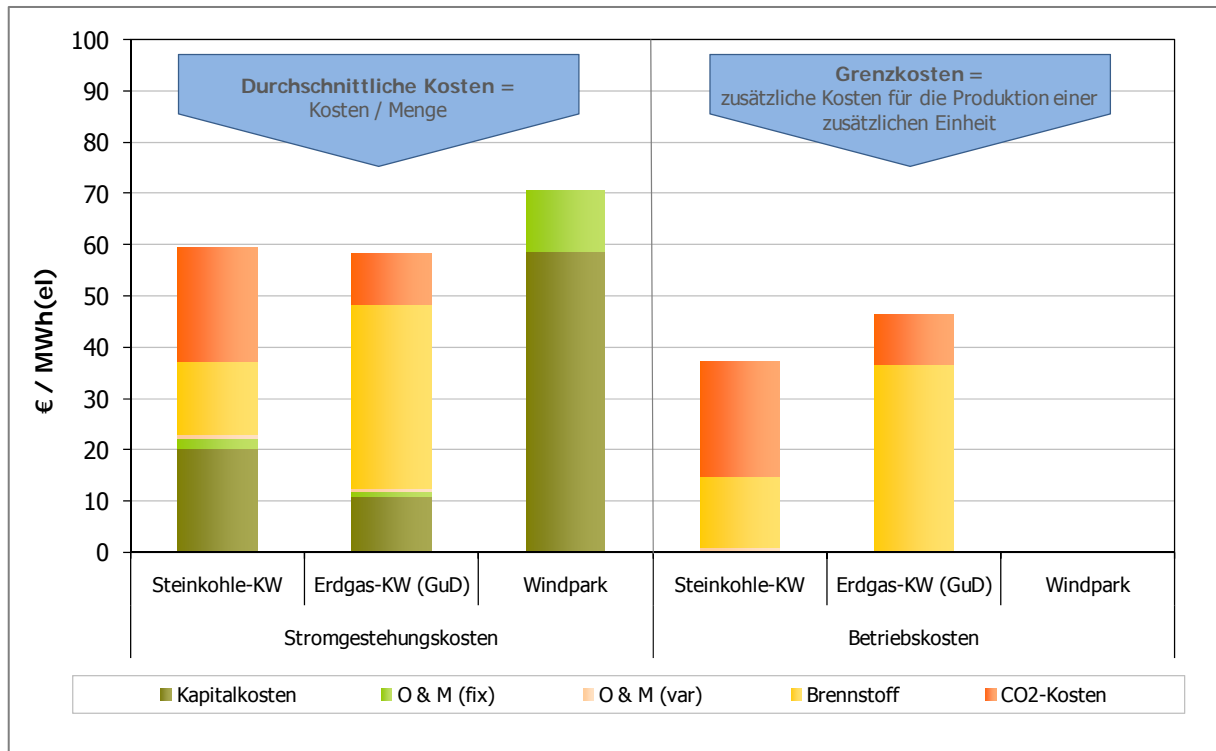


Abbildung 2: Variable Kosten bestehender Steinkohle- und GuD-Kraftwerke mit Wirkungsgraden von 42% bzw. 50% bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 0 und 25 €/t .

Für die wirtschaftliche Analyse des Betriebs eines bestehenden Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks anfallen. Im laufenden Betrieb steht die Maximierung der Gewinne im Vordergrund. Bei kurzfristiger Betrachtung wird der Betreiber daher immer versuchen, sein Kraftwerk einzusetzen, wenn er aus dem Stromverkauf mehr erlöst als ihn der Betrieb des Kraftwerkes kostet. In erster Näherung war dies früher gegeben, wenn der Quotient aus Brennstoffkosten und Wirkungsgrad (d.h. die Grenzkosten der Erzeugung) kleiner war als der erzielte Strompreis (vgl. Abbildung 2).

Seit Einführung des EU-Emissionshandels kommt jedoch eine weitere Komponente hinzu: die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen (vgl. Abbildung 2). Für einen bestehendes Kraftwerk ist es dabei egal, ob die Emissionsberechtigungen kostenlos vergeben oder kostenpflichtig (z. B. auktioniert) werden. Wird das Kraftwerk nicht betrieben, können die kostenlos zugewiesenen Emissionsrechte am CO<sub>2</sub>-Markt veräußert werden. Wenn das Kraftwerk läuft, werden diese potentiellen Erlöse nicht realisiert und müssen als sog. Opportunitätskosten betrachtet werden (vgl. Abbildung 2).<sup>14</sup>

Tabelle 4 gibt einen Überblick über Blick über Grenzkosten bzw. deren Einflussgrößen in Abhängigkeit verschiedener Faktoren.

<sup>14</sup> Siehe hierzu und für Auswirkungen mit sich änderndem Kraftwerkspark Bode (2008)

Tabelle 4: Grenzkosten in Abhängigkeit vom Anlagentyp

Anlagentyp / Brennstoff	Grenzkosten / Einflussfaktoren
Kernenergie	
Braunkohle	• Brennstoffkosten
Steinkohle	• Wirkungsgrad
Erdgas	• CO <sub>2</sub> -Kosten (fossil-befeuerte Anlagen)
Biomasse	
Wasserkraft	
Windkraft	• Null
PV	

Durch die Vielzahl der Kraftwerke mit unterschiedlichen Merkmalen wie Leistung, Brennstoff, Alter etc. ergibt sich eine schematische Angebotskurve wie in Abbildung 3a dargestellt. Wird nun durch ein staatlich organisiertes Förderinstrument der Ausbau der Windkraft mit Grenzkosten von (nahe) null forciert, kommt es zu einer Verschiebung der Angebotskurve wie in Abbildung 3b dargestellt und der Großhandelspreis sinkt (Bode und Groscurth 2006).

Ob und in welchem Umfang dies auch zu einer Nettoentlastung der Stromverbraucher führt, soll an dieser Stelle nicht weiter diskutiert werden,<sup>15</sup> da der Fokus auf den Anreizen für Investitionen liegt, die sich auch den Erlösen und damit aus den Preisen am Großhandelsmarkt herleiten.

Der Theorie folgend kommt es mit zunehmender Einspeisung durch die Windkraftanlagen zu einer weiteren Preissenkung. Im Extremfall sinkt dieser auf Null (siehe Abbildung 4). Besonders bemerkenswert ist dabei, dass der Preis an der Börse gerade für diejenigen Stunden besonders niedrig ist, in denen viel Strom aus Wind angeboten wird. Somit sinken insbesondere auch die Erlöse für Strom aus diesen Quellen umso weiter, je mehr davon angeboten wird. Dieser Zusammenhang ist insbesondere vor den eingangs genannten Ausbauzielen zu beachten.

<sup>15</sup> Siehe hierzu z. B. Bode (2006), Bode (2007) und Wissen et al. (2008)

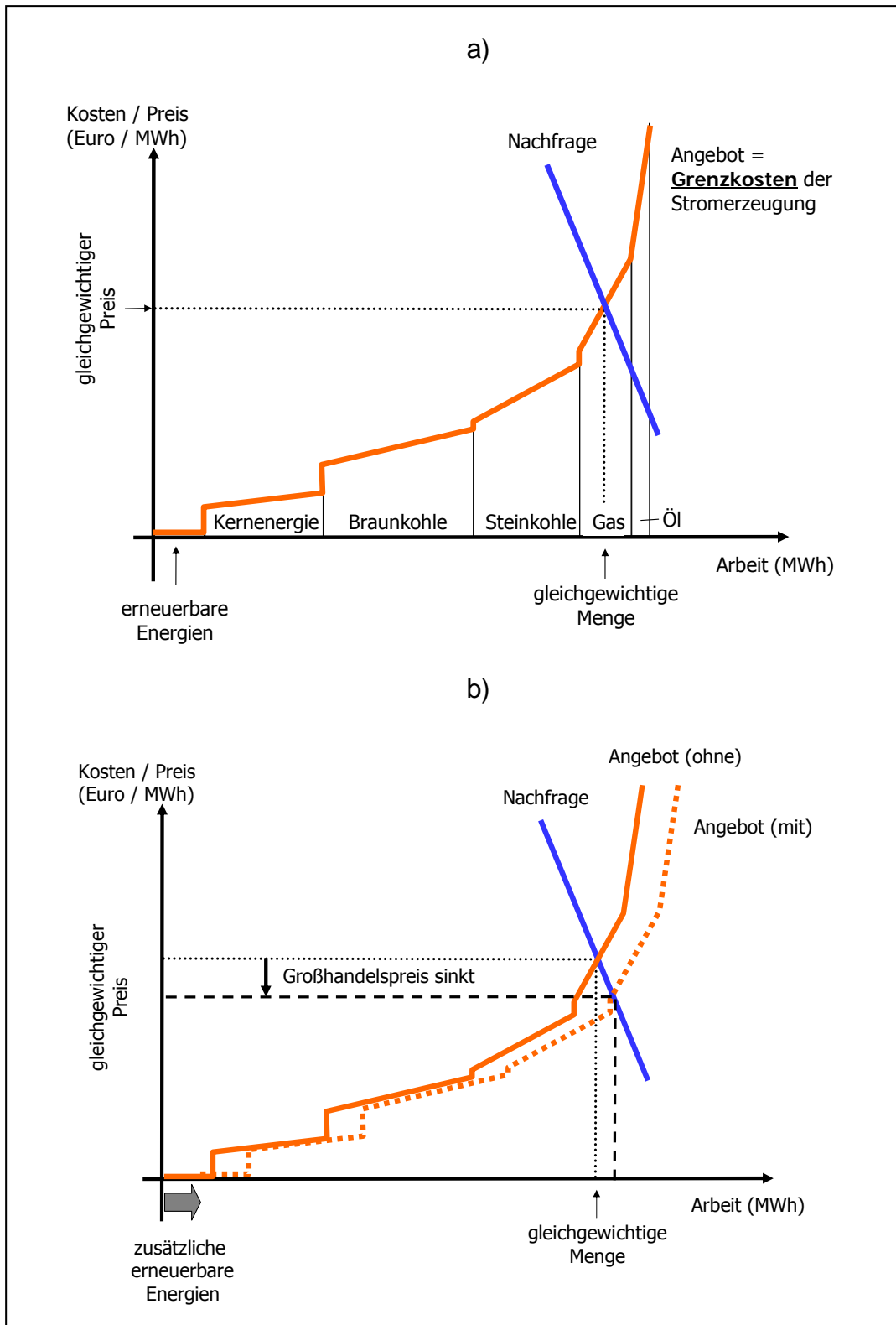


Abbildung 3: Preisbildung auf dem Strommarkt und Wirkung weiterer Windstromeinspeisung

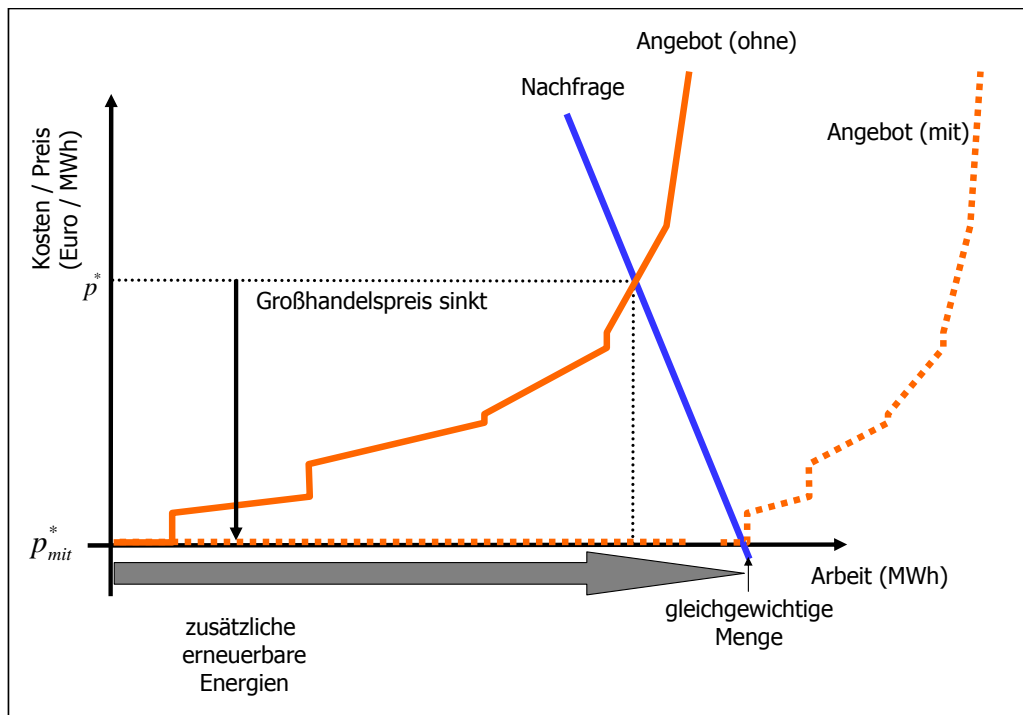


Abbildung 4: Preissenkung (Extremfall) bei hoher Windstromereinspeisung.

### Quantitative Analyse

Die Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien wurden in jüngster Zeit nicht nur qualitativ sondern auch quantitativ untersucht, wobei verschiedene Ansätze verfolgt wurden.

Neubarth et al. (2006) untersuchen die Strompreise an der Leipziger Börse in Abhängigkeit der Windeinspeisung und kommen auf eine preissenkende Wirkung von ca. 1,9 Euro pro 1.000 MW Einspeisung. Bei der durchgeführten linearen Regression ist zu bedenken, dass die Strompreise noch von weiteren Faktoren beeinflusst werden, wie z. B. CO<sub>2</sub>-Preisen, Brennstoffpreisen (Öl, Gas, Kohle), Kraftwerksausfällen sowie Im- und Exporten.

Sensfuss und Ragwitz (2007) untersuchen den preissenkenden Effekt in Deutschland mit Hilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells für verschiedene Jahre. Für 2006 ermitteln sie eine durchschnittliche Reduktion um 7,8 Euro/MWh. Morthorst (2007) analysiert für (West-) Dänemark die Auswirkung der Windeinspeisung und zeigt wie der Preis in Zeiten hoher Einspeisung kleiner wird bzw. auf Null sinkt. Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass sich der theoretisch erwartete Merit-order-Effekt auch in realen Strommärkten zeigt.<sup>16</sup>

### Preisbildung für Grünstrom-Zertifikate in einem alleinstehenden Markt

Im Folgenden wird theoretisch die Preisbildung auf einem alleinstehenden Markt für Grünstromzertifikate, d.h. ohne Koexistenz mit einem Strommarkt, diskutiert. Es sei betont, dass ein solcher Markt nicht existiert, da Strom und Grünstromzertifikat nur als Kuppelprodukt

<sup>16</sup> Wissen et al. (2008) diskutieren kritisch, ob der Merit-order-Effekt zur Bewertung der Nettobelastung der Stromverbraucher durch die Förderung eingesetzt werden kann. Der grundsätzliche Mechanismus wird aber auch hier bestätigt.

auftreten (siehe nächstes Kapitel). Innerhalb dieser Analyse wird wiederum auf das wettbewerbspolitische Leitbild des vollkommenen Markts abgestellt. Für einen solchen Markt für Grünstrom-Zertifikate würde wiederum gelten, dass die Angebotsfunktion auf den Grenzkosten der Erzeugung basiert. Die Grenzkosten der Erzeugung eines Grünstrom-Zertifikats entsprächen daher den Grenzkosten der Stromerzeugung (vgl. hierzu Tabelle 4).

Unterstellt man zunächst einen eigenständigen Markt für Grünstrom-Zertifikate mit einer konstanten Stromnachfrage und einen bestimmten Anteil für den Verbrauch aus erneuerbaren Energiequellen, so ergibt sich die Nachfragekurve als vertikale Linie. Da Windenergie, Wasserkraft und PV Grenzkosten von Null haben, werden die preissetzenden Anlagen die Biomasse-Anlagen sein (vgl. Tabelle 4 und Abbildung 5). Auch wenn die Zielerfüllung in Zertifikatmärkten in der Regel auf Basis eines Jahres erfolgt und kontrolliert wird, bildet sich der Preis auch unterjährig auf Basis des erwarteten Angebots bzw. der Nachfrage. Als Beispiel sei der Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte unter dem EU-Emissionshandel genannt.<sup>17</sup> In ähnlicher Weise wird der Markt für Grünstrom-Zertifikate bei gegebener installierter Leistung auf exogene Einflüsse reagieren. Kommt es zum Beispiel zu einer deutlich höheren Windeinspeisung als erwartet (windstarkes Jahr), so wird der Preis für die Zertifikate sinken.<sup>18</sup> Kommt es zu einem Zubau an Anlagen, so hängt die Wirkung auch davon ab, ob die Quote im gleichen Maße angehoben wird.<sup>19</sup>

Die Analyse des eigenständigen Grünstrom-Zertifikatemarktes macht auch deutlich, dass Teilquoten für einzelne Erzeugungsarten mit Grenzkosten von Null (Windenergie, Photovoltaik, Wasserkraft) aus Sicht eines Investors potentiell nicht interessant sind. Herrscht auf einem solchen Teilmarkt ein Mangel an Zertifikaten, werden die Verpflichteten maximal einen Betrag in Höhe der Strafzahlung ausgeben.<sup>20</sup> Die Höhe der Strafzahlung könnte technologie-spezifisch sein. Ist das Angebot an Zertifikaten größer gleich der Nachfrage so ist der gleichgewichtige Preis Null (siehe Abbildung 6). Die Anlagenbetreiber könnten dann keine Erlöse realisieren. Für teurere Erzeugungstechnologien wie der Photovoltaik würden damit die Anreize für Investitionen gegen Null gehen. Ist das Angebot kleiner als die Nachfrage, existiert kein eindeutiges Gleichgewicht und der Preis würde sich erratisch zwischen Null und der Strafzahlung bilden. Die Bildung eines eindeutigen Gleichgewichts wäre auf einem Markt mit einer einzigen, technologieunabhängigen Quote deutlich wahrscheinlicher. Dort würde vermutlich Biomasse preissetzend sein.

---

<sup>17</sup> Die Zielerfüllung wird jährlich kontrolliert. Für ein Jahr gibt es ein erwartetes Angebot bzw. eine erwartete Nachfrage. Kommt es nun bereits zu Beginn eines Jahres zu einer Abweichung der Erwartungen, z. B. durch einen besonders warmen (kalten) Winter, so reagiert der Preis der Emissionsberechtigungen entsprechend bereits zu diesem Zeitpunkt und fällt (steigt).

<sup>18</sup> Quantitativen Analysen für den Merit-Order-Effekt auf dem Markt für Grünstrom-Zertifikate liegen nach Wissen der Autoren noch nicht vor.

<sup>19</sup> Siehe hierzu auch Drillisch (1999).

<sup>20</sup> ECN (2005, S. 7) beobachtet: „In other states, however, short term TREC trade dominates, and that trade is sometimes at high prices that are more driven by penalty levels than by supply and demand.“

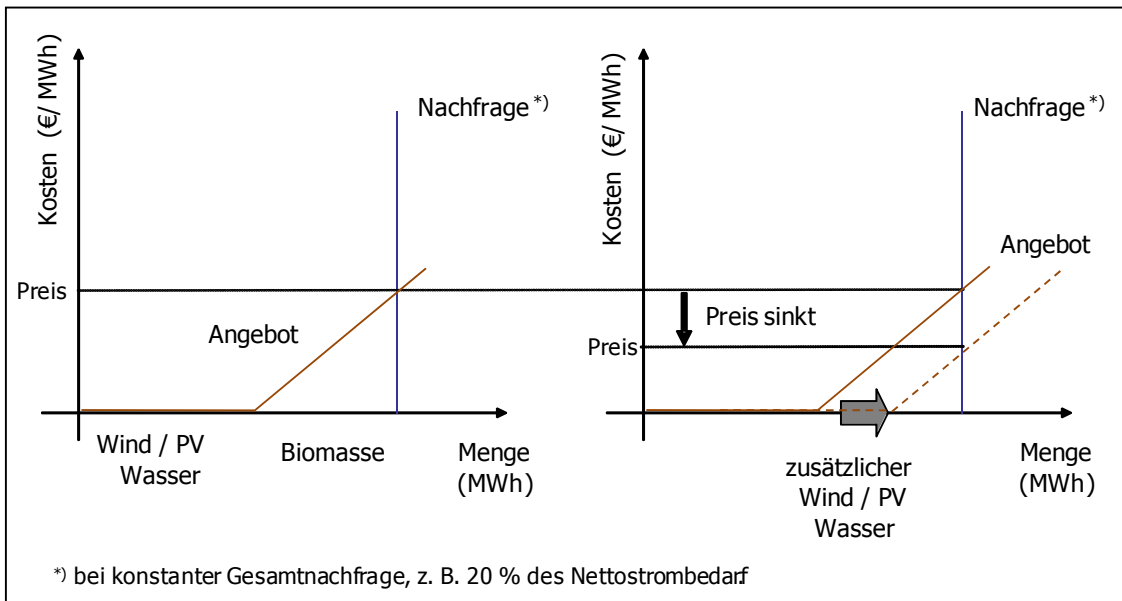


Abbildung 5: Effekt einer Angebotsausweitung der Windkraft auf den Preis für Grünstrom-Zertifikate bei konstanter Quote.

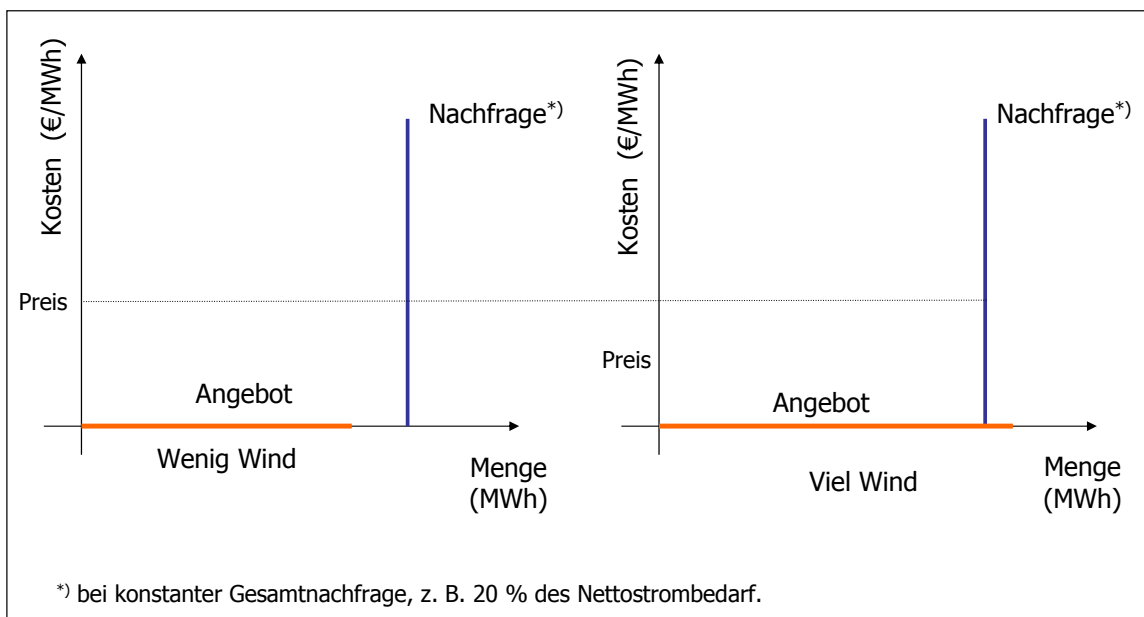


Abbildung 6: Preisbildung für Grünstrom-Zertifikate in einem Teilmarkt mit Grenzkosten von Null.



## Strom und Grünstrom-Zertifikate als Kuppelproduktion

Bisher wurden die beiden Produkte „Strom“ und „Grünstrom-Zertifikat“ auf alleinstehenden Märkten betrachtet. Es handelt sich bei den beiden aber um Kuppelprodukte, die in einem festen Verhältnis zueinander stehen. Die beiden Produkte können nur gemeinsam hergestellt werden. Für jede Megawattstunde Strom fällt auch genau ein Zertifikat an, das auf die gleiche Strommenge lautet (siehe Abbildung 7).

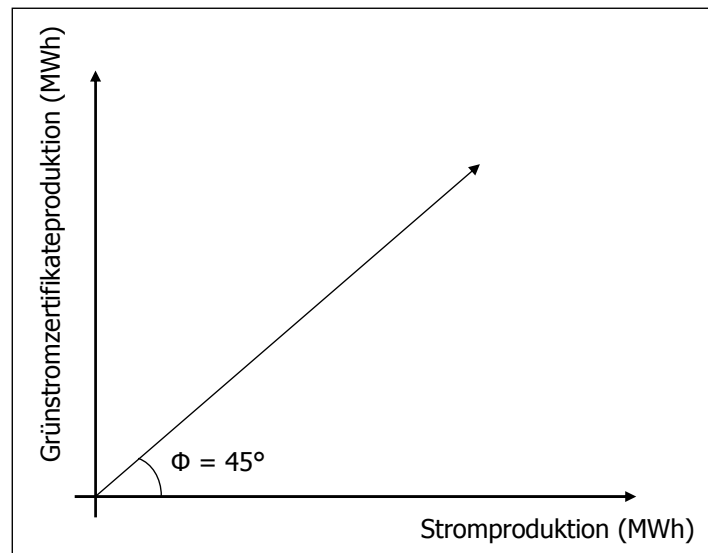


Abbildung 7: Strom und Grünstrom-Zertifikat als Kuppelprodukte mit festem Produktionsverhältnis.

Befürworter des Quotenmodells argumentieren, dass die Quote für eine stabile Nachfrage nach Grünstrom-Zertifikaten sorgt. Implizit wird unterstellt, dass deren Preis sich so einstellen würde, dass die Betreiber der entsprechenden Anlagen Erlöse erhalten, die zusammen mit den Erlösen aus dem Stromverkauf die Investition wirtschaftlich machen. Beispielsweise heißt es bei Drillisch (1999, S.267):

*„Ein Anbieter von Strom aus regenerativen Quellen, die unter die Quotenregelung fallen, erzielt gerade Gesamtkostendeckung, wenn die Summe der Erlöse aus Stromverkauf und Zertifikatsverkauf seinen durchschnittlichen Kosten entspricht. Er wird Stromerzeugungskapazität auf regenerativer Basis nur aufbauen, wenn der erwartete Erlös aus dem Zertifikatsverkauf den Teil seiner erwarteten Erzeugungskosten deckt oder überschreitet, der nicht durch die erwarteten Erlöse auf dem Strommarktverkauf abgedeckt ist. Dividiert man den durch den Stromverkauf nicht gedeckten Erzeugungskostenanteil durch die Summe der erhaltenen Zertifikate, erhält man den Angebotspreis des potentiellen Regenerativstromerzeugers auf dem Zertifikatsmarkt.“<sup>21</sup>*

So schlüssig der erste Teil des Zitats ist, so un schlüssig ist der letzte Satz. Wie eingangs gezeigt basiert das Angebot in vollkommenen Märkten nicht auf „irgendwelchen“ erwarteten oder gewünschten Mindesteinnahmen sondern vielmehr auf den Grenzkosten der Erzeugung.

<sup>21</sup> In gleicher Richtung z. B. auch Bräuer et al. (2001).

Diese wurden für einen theoretisch alleinstehenden Zertifikatsmarkt bereits im vorherigen Abschnitt betrachtet. Die Untersuchung ist aber nunmehr auf die Fall der Kuppelproduktion zu erweitern, da eben Strom und Zertifikat nur gemeinsam produziert werden können.

Hinsichtlich der Kosten-Mengen-Relation in der kurzfristigen Analyse von Kuppelprodukten schlägt von Stackelberg (1948) vor, die beiden Produkte als ein neues Produktpaket zu definieren und die Gesetze für ein einzelnes Produkt zu verwenden. Er macht jedoch keine Aussagen dazu, mit welchem Preis die beiden Produkte in ihren jeweiligen Märkten angeboten werden sollen.

Die Besonderheit für Strom bzw. Grünstromzertifikate liegt nun darin, dass sie zwar Kuppelprodukte mit konstantem Produktionsverhältnis sind, Strom jedoch in diesem Kuppelprodukt eine dominante Rolle einnimmt, da das Grünstromzertifikat dann und nur dann produziert wird, wenn der Anbieter auf dem Strommarkt zum Zuge gekommen ist, d.h. wenn seine Grenzkosten geringer als der gleichgewichtige Preis sind. Insofern unterscheidet sich dieses Kuppelprodukt von anderen wie z. B. der Kraft-Wärme-Kopplung. Dort können Kraftwerksbetreiber im Rahmen der technischen Möglichkeiten grundsätzlich auf dem einen oder der anderen Markt anbieten.

Der Betreiber einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien wird also auf dem Strommarkt zu Grenzkosten anbieten und erhält im Erfolgsfall ein Grünstrom-Zertifikat dazu. Die Grenzkosten der Produktion von Grünstrom-Zertifikaten sind daher Null – und zwar unabhängig von der Erzeugungstechnologie. Da alle Anbieter mit Grenzkosten von Null anbieten, gibt es nicht zwangsläufig ein eindeutiges Gleichgewicht. Für den Fall „Angebot größer gleich Nachfrage“ ist der Preis immer Null. Für den Fall „Angebot kleiner Nachfrage“, kann sich erratisch jeder Preis zwischen Null und der Strafzahlung bei Zielverfehlung bilden (vergleiche hierzu die Ausführungen zu Teilquoten).<sup>22</sup>

## Fazit

Die Analyse der Erlöse unter einem Quotenmodell lässt vermuten, dass auf Grund seiner inhärenten Logik nur begrenzt weitere Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter diesem Instrument zu erwarten wären. Diese wären nur zu erwarten, wenn

- a) durchschnittlichen Gesamtkosten der Anlage geringer sind, als der erwartete Strompreis zum Zeitpunkt der Erzeugung, d. h. der Investor nicht auf Erlöse aus dem Zertifikateverkauf angewiesen wäre<sup>23</sup>
- b) der Investor sehr risikofreudig ist und eine mögliche erratische Preisbildung auf dem Grünstromzertifikate-Markt und damit schwer kalkulierbare Erlöse akzeptiert.<sup>24</sup> Dabei

---

<sup>22</sup> Je nach Festlegung der zur Zertifikatsabgabe Verpflichteten wäre noch zu prüfen, ob die Nachfrageseite (z. B. die großen Stromversorgungsunternehmen) ggf. marktbeherrschende Stellungen bekommen könnten (Nachfrageoligopol für Grünstromzertifikate), was für die Investoren noch ungünstiger werden könnte.

<sup>23</sup> Wie dies auch in der Vergangenheit beispielsweise bei Wasserkraftwerken bereits beobachtet werden konnte. Insofern ist beim weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ggf. mit einem Wendepunkt zu rechnen, ab dem weitere Investments nicht mehr attraktiv sind.

ist zu bedenken, dass höhere Risiken regelmäßig durch Risikoprämien von Kapitalgebern berücksichtigt werden, so dass sich die Kapitalkosten entsprechend erhöhen und über diesen Weg Investments unwahrscheinlicher werden. IEA (2007) stellt in diesem Zusammenhang fest: *„Renewable energy policy effectiveness is more affected by the perceived investment risks on renewable project than on their potential profits and / or costs.“*<sup>25</sup>

Die Erreichung der eingangs skizzierten Ausbauziele bei Fehlen eines geeigneten Förderinstruments erscheint unwahrscheinlich auch wenn die durchschnittlichen Kosten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Zukunft unter diejenigen der konventionellen Kraftwerke fallen. Das EEG bietet grundsätzlich ausreichende Anreize für entsprechende Investitionen. Um der häufig gefürchteten Überförderung entgegen zutreten bzw. um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, könnten Tender Vorteile gegenüber Einspeisetarifen bieten, da hier der Anreiz, nur die ertragreichsten Standorte zu wählen, deutlich höher ist. Auf eine geeignete Ausgestaltung ist zu achten.<sup>26</sup>

---

<sup>24</sup> Zur Sensibilität von Investoren siehe z. B. o. V. (2007) Ein verlorenes Jahr für die österreichische Ökoenergie, in: Windenergie, Nr. 45, Juni 2007. Der Artikel beschreibt den Einbruch bei Neuinvestition in Österreich auf Grund eines geänderten Fördersystems.

<sup>25</sup> Aus Sicht des Kapitalgebers ist dabei ferner zu bedenken, dass die „upside“ des Investments durch die Höhe der Strafzahlung bei Zielverfehlung gedeckelt ist. Mehr wird er für ein Grünstromzertifikat nicht Erlösen können.

<sup>26</sup> Siehe zum als Praxisbeispiel auch Tender für offshore in Wind in Dänemark (<http://ens.dk/sw63828.asp>), zur theoretischeren Analyse auch ECN (2005, S. 61)

## 4. Quellen

- BMU (2007) Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Zusammenfassung, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, Februar 2007
- Bode, S. (2008): Emissionshandel – Versteigerung und Strompreis, in: energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1,2, S. 120-126
- Bode, S. (2007): Erneuerbare Energien – Preistreiber oder Preisdämpfer?, Präsentation im Rahmen der Jahreskonferenz Erneuerbare Energien 2007, [www.jahreskonferenz.de](http://www.jahreskonferenz.de)
- Bode, S. (2006): On the impact of renewable energy support schemes on power prices, HWWI Research Paper 4-7
- Bode, S. (2005): Tenders: an option for developing countries to support renewable energies under the CDM, in: Climate Policy, 5, S. 221 - 228
- Bode, S.; Groscurth, H.-M. (2006): Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg, 2006.
- Bräuer, Wolfgang; Stronzick, Markus; Michaelowa, Axel (2001) Die Koexistenz von Zertifikatmärkten für grünen Strom und CO<sub>2</sub>-Emissionen - wer gewinnt und wer verliert? in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, Vol. 24, No. 3, 379-392.
- COM (2008) Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources, Brussels January 23, 2008, COM (2008) yyy final.
- Groscurth, H.-M.; Beeck, H.; Zisler, (2000): Erneuerbare Energien im liberalisierten Markt. Elektrizitätswirtschaft Jg. 99, Heft 24, S. 26ff.
- ECN (2005) Review of International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanisms, Studie ECN-C—05-025, erhältlich unter [www.ecn.nl](http://www.ecn.nl)
- EU-Kommission (2007): The EU Electricity & Gas Markets, Third Legislative Package, Brüssel, September 2007. Vgl. [http://ec.europa.eu/energy/electricity/package\\_2007/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm)
- IEA (2007) Global Best Practice in Renewable Energy Policy Making, Expert Meeting, Workshop Proceedings, 29 June 2007, Paris.
- IEA (2004) Renewable Energy – Market & Policy Trends in IEA Countries, International Energy Agency, Paris
- Köpcke, Ralf (2007) Windstrom wird zur Handelsware, in: Energie & Management, S. 1 bis 2, 1. April 2007
- Neubarth, Woll, Weber, Gerech (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56 (2006), Heft 7, S. 42-45.
- RECS (2007) European Energy Certificate System, Herkunftsnachweise für Grünstrom, RECS Deutschland e.V. Version vom 27. 11. 2007
- REN21 (2006): Globaler Status Bericht Erneuerbare Energien, Renewable Energy Policy Network, 2006. Erhältlich unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/37548/4597/>
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2007) Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel-Analyse für das Jahr 2006-, Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe 18. 6. 2007
- Stackelberg, von, H. (1948) Grundlagen der Theoretischen Volkswirtschaftslehre, Bern.
- Wissen, Ralf; Nicolosi, Marco (2008) Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? in: energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1,2, S. 110–115.
- Wüstenhagen, R.; Bilharz, M. (2006): Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand, in: Energy Policy, 34, p. 1681-1696