

**Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln**  
Albertus-Magnus-Platz  
50923 Köln

**EWI Working Paper, Nr. 07/3**

**Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum  
Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien**

von

*Ralf Wissen*

*Marco Nicolosi*

September 2007

*Für den Inhalt der EWI-Working Papers sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren  
verantwortlich, nicht notwendigerweise das Institut.*

# **Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien**

von

*Ralf Wissen*

*Marco Nicolosi*

## *Abstract:*

Ziel dieses Papers ist es, die derzeitige Diskussion bzgl. des sog. „Merit-Order Effektes“ der erneuerbaren Energien auf den Strompreis kritisch zu beleuchten. Veröffentlichungen, welche diesen Effekt quantifizieren, weisen für die Jahre 2005 und 2006 einen Großhandels-Strompreis senkenden Effekt der erneuerbaren Energien aus. Die dabei unterstellte Berechnungsmethodik geht jedoch von einem statischen Kraftwerkspark aus und abstrahiert von möglichen Anpassungseffekten im Kraftwerkspark. In dem vorliegenden Paper wird gezeigt, dass diese Annahme zur Wirkungsanalyse der erneuerbaren Energien im Allgemeinen nicht geeignet ist. Vielmehr sind dynamische Anpassungseffekte insbesondere des konventionellen Kraftwerksparks zu beachten, welche den ausgewiesenen Effekt mindern. Mit Hilfe von Daten über Stilllegungen und Konservierungen konventioneller Kraftwerke kann gezeigt werden, dass in der Vergangenheit eine Reihe von Anpassungsoptionen zur Verfügung standen, jedoch insgesamt eine belastbare Abschätzung des „Merit-Order Effektes“ retrospektiv aufgrund der Vielzahl an Unsicherheiten nicht vorgenommen werden kann.

## *Keywords:*

EEG, Erneuerbare Energien, Merit-Order Effekt

## *JEL-classification:*

Q28, Q41, Q42

ISSN 1862-3808

## *Adresse:*

Ralf Wissen & Marco Nicolosi

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Albertus-Magnus-Platz

50923 Köln

Tel. +49 221 170 918-16 (R. Wissen)

Tel. +49 221 170 918-20 (M. Nicolosi)

Fax. +49 221 44 65 37

Email: [wissen@wiso.uni-koeln.de](mailto:wissen@wiso.uni-koeln.de)

Email: [marco.nicolosi@uni-koeln.de](mailto:marco.nicolosi@uni-koeln.de)

## 1 Einleitung

Seit Einführung der Förderung von erneuerbaren Energien (EE) wird sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene über Kosten und Nutzen der EE-Förderung diskutiert. Aus Sicht des Endverbrauchers wird stets argumentiert, dass die Förderung der EE den Strompreis für den Endverbraucher erhöht, insbesondere aufgrund der EEG-Umlage, der erhöhten Regelenergiekosten und den notwendigen Netzausbauten. Eine aktuelle Diskussion aufgrund des für Ende 2007 geplanten EEG-Erfahrungsberichts stellt eine gegenteilige Preiswirkung dar. Diese Diskussion beschäftigt sich im Wesentlichen mit dem sog. „Merit-Order Effekt“, welcher zeigen soll, dass die erneuerbaren Energien für die Stromverbraucher einen Preis senkenden Effekt durch niedrigere Preise auf dem Großhandelsmarkt haben. Eine Reihe von Veröffentlichungen haben versucht, diesen Effekt zu quantifizieren.<sup>1</sup> Das vorliegende Paper soll dazu dienen, die Methodik zur Quantifizierung des „Merit-Order Effektes“ kritisch zu hinterfragen.

## 2 Erläuterung des „Merit-Order Effektes“

Der Merit-Order Effekt basiert auf einer Verschiebung der residualen Nachfragekurve<sup>2</sup> nach Strom auf dem Großhandelsmarkt, da die erneuerbaren Energien bereits einen Teil der nachgefragten Last decken. Es wird davon ausgegangen, dass aus diesem Grund die teuersten konventionellen Kraftwerke für die Nachfragedeckung nicht mehr benötigt werden. Von Anpassungseffekten des konventionellen Kraftwerksparks wird hierbei abstrahiert.

In Abbildung 1 ist der „Merit-Order Effekt“ schematisch für eine einzelne Stunde dargestellt. Durch die eingespeiste EE-Strommenge reduziert sich die Nachfrage nach konventionellem Strom auf der Großhandelsebene von  $N_1$  nach  $N_2$ . Diese reduzierte residuale Nachfrage senkt unter der Annahme einer gleich bleibenden Angebotskurve  $A_1$  des konventionellen Kraftwerksparks den Strompreis auf dem Großhandelsmarkt. Die Differenz zwischen den beiden Preisniveaus mit und ohne EE-Strom wird im Rahmen eines Gutachtens im Auftrag des BMU<sup>3</sup> sowie des BMU-Entwurfs des EEG-Erfahrungsberichts<sup>4</sup> als „Merit-Order Effekt“ ausgewiesen.

---

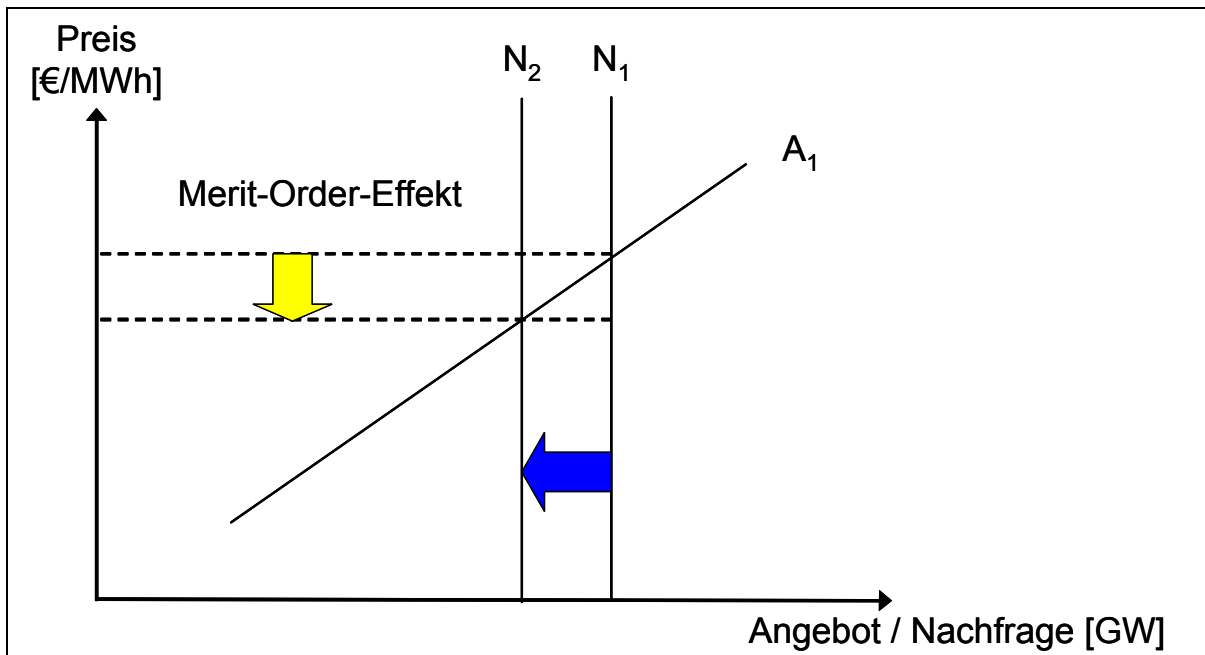
<sup>1</sup> Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007), Bode, S./Großcurth, H. (2006), Morthorst, P.E. (2006)

<sup>2</sup> Die residuale Nachfragekurve stellt die stündlichen in einem Jahr vorkommenden Lasten, die durch die übrigen Kraftwerke abzüglich erneuerbarer Energien und wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) gedeckt werden müssen, dar.

<sup>3</sup> Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007)

<sup>4</sup> BMU (2007)

**Abbildung 1: Schematische Darstellung des Merit-Order Effektes ohne Berücksichtigung dynamischer Effekte**



Quelle: eigene Darstellung nach Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007)

Dieser Effekt wird mit Hilfe einer modellgestützten Analyse unter der Annahme eines gleich bleibenden Angebots (unveränderter Kraftwerkspark) auf Basis von kostenbasierten Bietalgorithmen quantifiziert (im Folgenden „Merit-Order Modell“ genannt). Eine erste Modellrechnung wird mit der EE-Erzeugung des Jahres 2006 durchgeführt und eine alternative Modellrechnung – unter sonst gleichen Randbedingungen – ohne EE-Erzeugung. Dabei hat sich gezeigt, dass der Umfang des Effektes maßgeblich von der jeweiligen Höhe der Last abhängt. Während die Preisreduktion zu Niedriglastzeiten nur wenige Cent/MWh beträgt, erhöht sich dieser in Spitzenlastzeiten auf mehr als 30 €/MWh aufgrund der größeren Steigung im Spitzenlastbereich der Angebotskurve. Um die gesamten jährlichen Einsparungen der Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt zu ermitteln, wird der durchschnittliche jährliche Preiseffekt von 7,83 €/MWh mit der gesamten Stromnachfrage in Deutschland multipliziert. Der gesamte Merit-Order Effekt für das Jahr 2006 wird mit 4,98 Mrd. € ausgewiesen.

### **3 Welche Fragestellung kann mit dem Merit-Order Modell beantwortet werden?**

Im Folgenden wird untersucht, welche Fragestellung mit dem Merit-Order Modell beantwortet werden kann und ob die oben beschriebene Methodik zur Beantwortung dieser Fragestellung geeignet ist.

Die aktuelle Diskussion lässt sich in zwei unterschiedliche Strömungen unterteilen. Zum einen untersuchen Neubarth et al. (2006) den Einfluss der volatilen Windenergieeinspeisung auf den Spotmarktpreis. Gemäß ökonomischem Prinzip von Angebot und Nachfrage zeigt sich,

dass die Spotmarktpreise an windreichen Tagen im Vergleich zu anderen Tagen tendenziell niedriger sind. Dieser Effekt ergibt sich, da durch vermehrte Windenergieeinspeisung die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende residuale Last (Nachfrage) sinkt und somit ein kostengünstigeres Kraftwerk in der Merit-Order (Angebot) Preis setzend wird. Im Rahmen einer solchen Analyse lassen sich lediglich die kurzfristigen Effekte von bspw. windarmen und –reichen Perioden auf den Spotmarktpreis für Strom aufzeigen.

Zum anderen sind die langfristigen Effekte der erneuerbaren Energien auf den Strompreis von Interesse. Beispielsweise besteht das Ziel des EEG-Erfahrungsberichts u.a. darin, generelle Aussagen der Strompreiseffekte der EE bspw. für das gesamte EEG zu treffen. Für eine angemessene Analyse ist es notwendig, ein langfristig ausgelegtes Strommarktmodell zu nutzen, welches sowohl Einsatz- als auch Zubau- und Stilllegungsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber berücksichtigt. Diese Fragestellung kann mit der oben beschriebenen Methodik zur Analyse kurzfristiger Preiseffekte der EE (Merit-Order Modell) nicht beantwortet werden, da hier ein dynamischer Kraftwerkspark unterstellt werden muss, der sich optimal an die an ihn gestellten Anforderungen anpassen kann. Eine detaillierte Erläuterung dieser Effekte erfolgt weiter unten.

Die aktuelle Diskussion zeigt, dass sowohl die unterschiedlichen Fragestellungen als auch die unterschiedlichen Methoden zum Teil vermischt werden und somit adäquate Antworten bzw. Aussagen nicht mehr möglich sind. Dieses Problem zeigt sich insbesondere bei der Analyse des Merit-Order Effektes im Rahmen des BMU-Gutachtens. Dort wird versucht, mit kurzfristigen Preiseffekten der EE generelle Rückschlüsse auf die Wirkung der erneuerbaren Energien im Allgemeinen zu ziehen. Im Folgenden wird aufgezeigt, warum die dort unterstellte Methodik nicht zur Beantwortung der relevanten Fragestellung geeignet ist.

#### **4 Kritische Analyse des „Merit-Order Effektes“**

Wie bereits erläutert, greift zur Bestimmung der Preiseffekte der EE auf den Spotmarkt eine rein statische Betrachtung des Erzeugungsmarktes zu kurz. Vielmehr müssen insbesondere die dynamische Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der Stromaußenhandel bei einer solchen Analyse mit berücksichtigt werden.

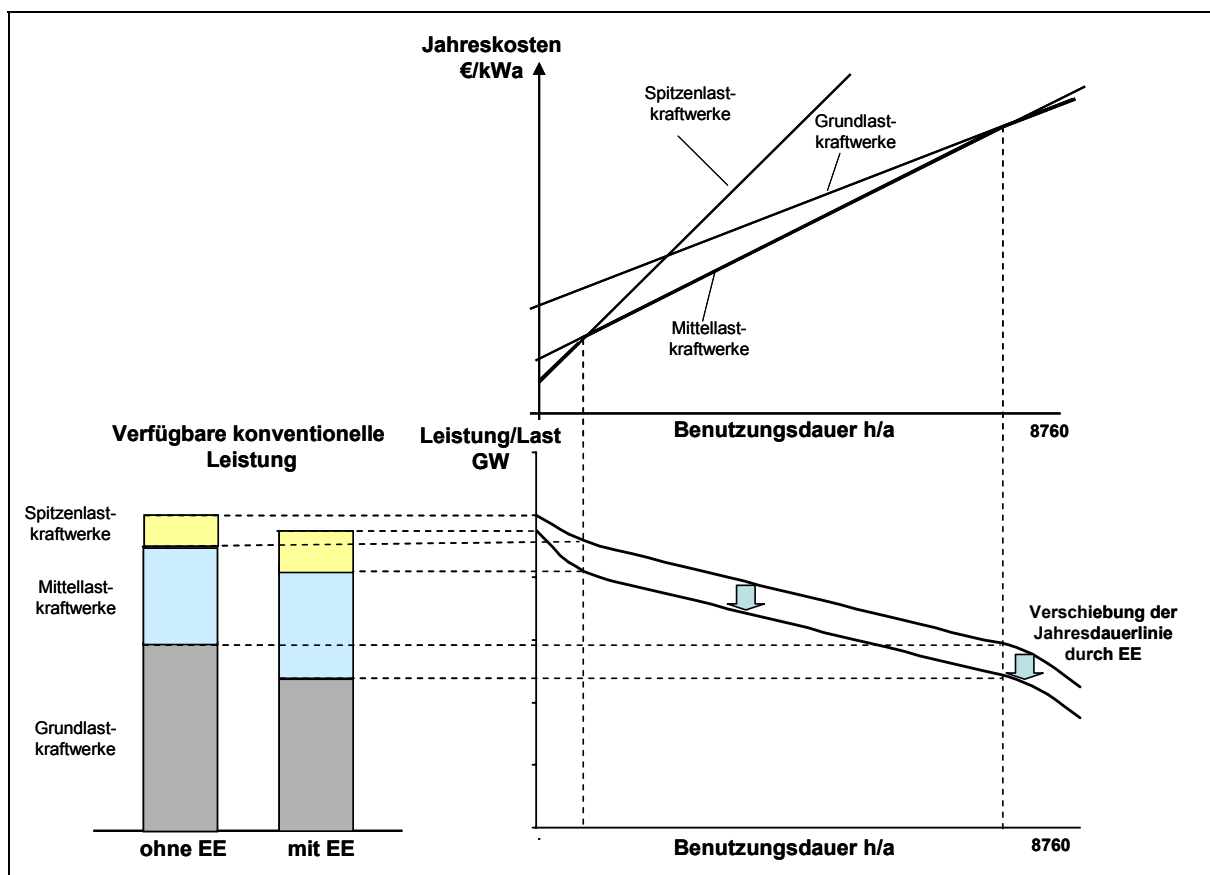
In Abbildung 2 sind die ökonomischen Anpassungseffekte des Kraftwerksparks an die veränderte Einspeisung von EE dargestellt.<sup>5</sup> Im oberen Teil der Grafik sind die jährlichen Gesamt-

---

<sup>5</sup> Die in Abbildung 2 dargestellte Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an eine veränderte EE-Einspeisung lässt keine Rückschlüsse auf die technischen Anforderungen zu, die durch den erhöhten Anteil an volatiler Windenergie an den Kraftwerkspark gestellt werden. So führt bspw. eine steigende volatile EE-Einspeisung zu vermehrten Anfahrvorgängen konventioneller Kraftwerke. Dadurch ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an flexiblen Kraftwerkstechnologien, welche häufig als Spitzenlastkraftwerke fungieren. Diese Effekte sind jedoch nicht Gegenstand dieser Analyse.

kosten von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken aufgezeigt. Je nach Auslastung der Kraftwerke sind unterschiedliche Kraftwerkstypen wirtschaftlich. Grundlastkraftwerke rechnen sich aufgrund ihrer hohen Investitionskosten und relativ niedrigen variablen Kosten erst bei einer relativ hohen Auslastung. Umgekehrt weisen Spitzenlastkraftwerke aufgrund geringerer Investitionskosten und relativ hoher variabler Kosten Vorteile bei einer geringen Auslastung auf. In der unteren Grafik ist zum einen eine Lastdauerlinie ohne EE (obere Kurve) und zum anderen eine Lastdauerlinie mit EE (untere Kurve) dargestellt. Die residuale Lastdauerlinie stellt die stündlichen in einem Jahr vorkommenden Lasten, die durch die übrigen Kraftwerke abzüglich EE gedeckt werden müssen, in absteigender Reihenfolge dar.

**Abbildung 2: Anpassung der Kostenstruktur konventioneller Kraftwerke bei der Nutzung von EE**



Quelle: eigene Darstellung nach Nabe (2006)

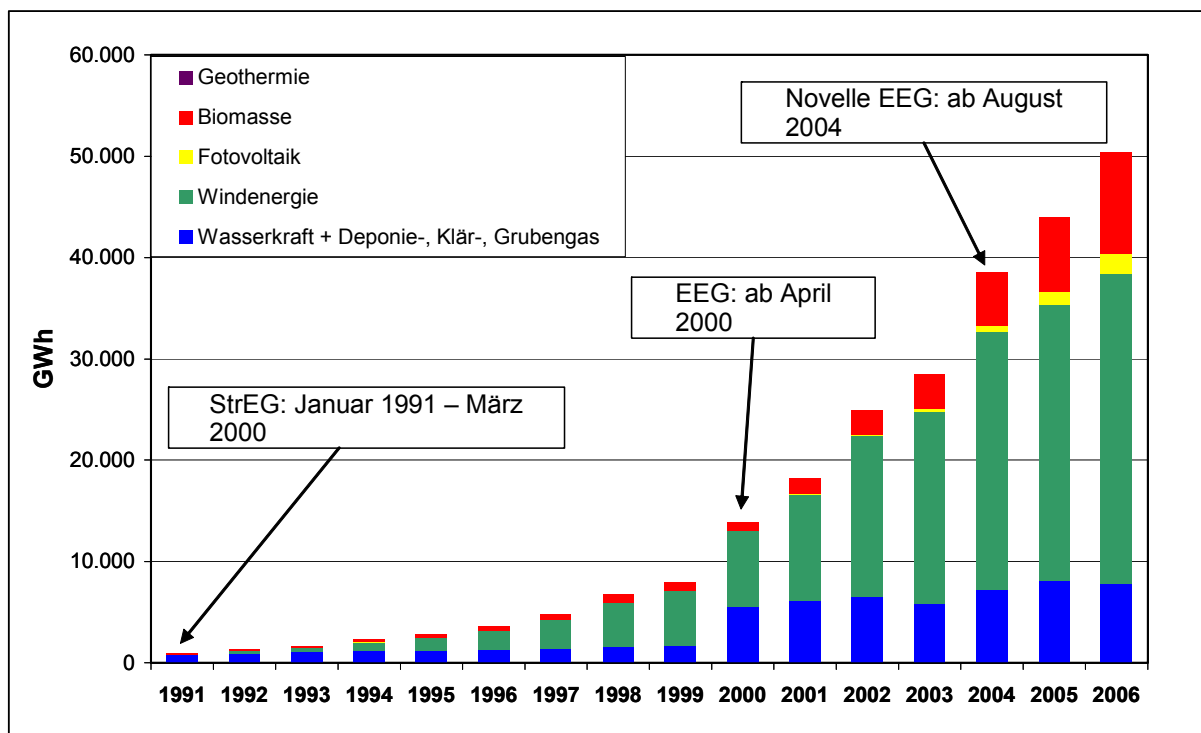
Durch die Verschiebung der Jahresdauerlinie (Lastkurve) aufgrund der EE-Einspeisung kommt es zum einen zu einer Absenkung des Gesamtbedarfs an konventionellen Kraftwerkskapazitäten. Zum anderen verschieben sich die Anteile der jeweiligen Kraftwerkstypen an der gesamten verfügbaren konventionellen Leistung. So sinkt die Auslastung der Grundlastkraftwerke, da zunehmend EE-Strom während Schwachlastzeiten eingespeist wird. Dies führt langfristig – also unter Beachtung der Investitionsentscheidungen – zu einem sinkenden Bedarf an Grundlastkraftwerken. Gleichzeitig steigt durch die vermehrte volatile EE-

Einspeisung der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, da diese die veränderte residuale Laststruktur ökonomisch effizienter abfahren können.

Da die bisherigen Berechnungen auf Basis des Jahres 2006 erfolgt sind, stellt sich die Frage, ob sich der Kraftwerkspark ohne EE-Ausbau anders entwickelt hätte. An dieser Stelle ist es – wie bereits oben erläutert – nicht zulässig, bei der Fragestellung nach der Wirkung des EE-Ausbaus potentielle Anpassungseffekte des Kraftwerksparks zu vernachlässigen. Eine klare Beantwortung der Frage ob und wie sich der konventionelle Kraftwerkspark verändert hat, ist nicht möglich, da den Zubau und Stilllegungsentscheidungen der einzelnen Kraftwerksbetreiber eine Vielzahl von Einflüssen zugrunde gelegen hat. Im Folgenden wird anhand realer Daten dargelegt, warum davon ausgegangen werden kann, dass sich der Kraftwerkspark ohne den EE-Ausbau anders entwickelt hätte.

Während sich der EE-Ausbau in den 90er Jahren auf Basis des Stromeinspeisegesetzes (StrEG) noch relativ moderat entwickelt hat, so hat die Einführung des EEG im Jahr 2000 zu einem enormen Wachstum der vergüteten EE-Erzeugung geführt (siehe Abbildung 3). In den Jahren 2000 bis 2006 wurden durchschnittlich ca. 6 TWh mehr EE-Strom erzeugt als im jeweiligen Vorjahr.

**Abbildung 3: Entwicklung der vergüteten EE-Einspeisung in Deutschland seit 1991**



Quelle: eigene Berechnungen nach Staib (2003), VDN (2006)

Zudem wurde im EEG vom April 2000 das Ziel formuliert, den Anteil der EE am gesamten Energieverbrauch bis 2010 mindestens zu verdoppeln. Im Rahmen der EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsbinnenmarkt aus dem Jahr 2001 wurde dieses Ziel konkretisiert, wobei sich Deutschland zu einem EE-Anteil am

Stromverbrauch von 12,5 % bis 2010 verpflichtete. Im Jahr 2000 wurde zwar vermutlich noch nicht die Höhe des tatsächlich realisierten EE-Ausbaus prognostiziert. Jedoch kann davon ausgegangen werden, dass der starke Anstieg der EE-Erzeugung seit dem Jahr 2000 sowie die festgeschriebenen EE-Ausbauziele für Deutschland die Betreiber bzw. potentiellen Investoren konventioneller Kraftwerke in ihren Investitions- und Stilllegungsentscheidungen berücksichtigt haben.

## **5 Anpassungsmöglichkeiten des Kraftwerksparks**

Nun stellt sich die Frage, in welchem Umfang sich Investitions- und Stilllegungsentscheidungen von Investoren konventioneller Kraftwerke ohne EE-Ausbau hypothetisch verändert hätten. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Investitionsentscheidungen zum Bau neuer konventioneller Kraftwerke insbesondere in den 90er Jahren aufgrund der noch relativ geringen EE-Mengen weitgehend unbeeinflusst vom EE-Ausbau stattgefunden haben. Seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahre 1998 wurden sukzessive die bestehenden Überkapazitäten im Kraftwerkspark abgebaut, so dass auch in dieser Zeit vermutlich keine wesentlichen zusätzlichen Investitionen vorgenommen worden wären. Wie sich die Investitionsentscheidungen nach Abbau der Überkapazitäten ohne EE-Ausbau entwickelt hätten, lässt sich nicht eindeutig beurteilen. Jedoch erscheint ein massiver Ausbau konventioneller Kraftwerke bis 2006 eher unwahrscheinlich, da diese Kraftwerke bereits 4-7 Jahren vorher hätten geplant werden müssen, also in Zeiten von Überkapazitäten. Insgesamt liegt somit die Vermutung nahe, dass selbst bei unterbliebenem EE-Zubau lediglich moderate Zubauveränderungen realisiert worden wären.

Ein wesentlicher Anpassungsfaktor ist bei den vorgenommenen Konservierungen und Stilllegungen von Kraftwerken anzunehmen. In Tabelle 1 sind diejenigen Kraftwerkskapazitäten aufgezeigt, die in den Jahren 2005 und 2006 als konservierte Kraftwerke zur Verfügung standen. Kraftwerkskonservierungen werden an Kraftwerken durchgeführt, die für eine unbestimmte Zeit nicht eingesetzt werden, jedoch zu einem späteren Zeitpunkt wieder betrieben werden sollen. Insgesamt standen derart 2005 ca. 3,1 GW und 2006 rund 2,6 GW an Kraftwerkskapazität zur Verfügung, welche bei Bedarf gänzlich hätte eingesetzt werden können. Da sie jedoch in dieser Zeit nicht benötigt wurden, hat man sie als sog. „Kaltreserve“ eingesetzt. Bei diesen Kraftwerkskapazitäten kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass sie bei ausbleibender EE-Erzeugung reaktiviert bzw. erst gar nicht konserviert worden wären.



**Tabelle 1: Kapazitäten konservierter Kraftwerke in Deutschland in 2005 und 2006**

	2005	2006
	Konservierungen in MW	
Steinkohle	1.195	1.195
Erdgas	750	300
Heizöl	1.134	1.134
<b>Gesamt Konservierungen</b>	<b>3.079</b>	<b>2.629</b>

Quelle: eigene Berechnungen nach EWI-Kraftwerksdatenbank, Veröffentlichungen der Kraftwerksbetreiber

Daneben ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Kraftwerksstilllegungen der vergangenen Jahre zeitlich nach hinten hätte verschoben werden können. Tabelle 2 zeigt, dass zwischen 2001 und 2005 Stilllegungen konventioneller Kraftwerke in Höhe von mehr als 6 GW erfolgten. Es ist davon auszugehen, dass ein Teil der Stilllegungen auf ökonomischen Gründen basiert, da rund 43 % der stillgelegten Kraftwerke jünger als 30 Jahre waren. Betrachtet man die Altersstruktur des derzeitigen konventionellen Kraftwerksparks, so zeigt sich, dass eine Lebensdauer von mehr als 30 Jahren jedoch keine Seltenheit ist. Derzeit werden mehr als 6 GW an Erdgas-Kraftwerken und 1,5 GW an Ölkraftwerken betrieben, welche älter als 30 Jahre sind, bei Steinkohlekraftwerken sind es rund 10 GW und bei Braunkohlekraftwerken rund 9 GW. Ein Alter von mehr als 40 Jahren haben derzeit Kraftwerke – zumeist auf Basis Stein- oder Braunkohle – mit einer Gesamtkapazität von rund 7 GW erreicht. Auch wenn nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle stillgelegten Kraftwerke noch hätten weiter betrieben werden können, so scheint die Annahme realistisch, dass zumindest einige Anlagen noch weitere Jahre als Stromerzeugungsoption hätten eingesetzt werden können.

**Tabelle 2: Kapazitäten stillgelegter Kraftwerke in Deutschland zwischen 2001 und 2005**

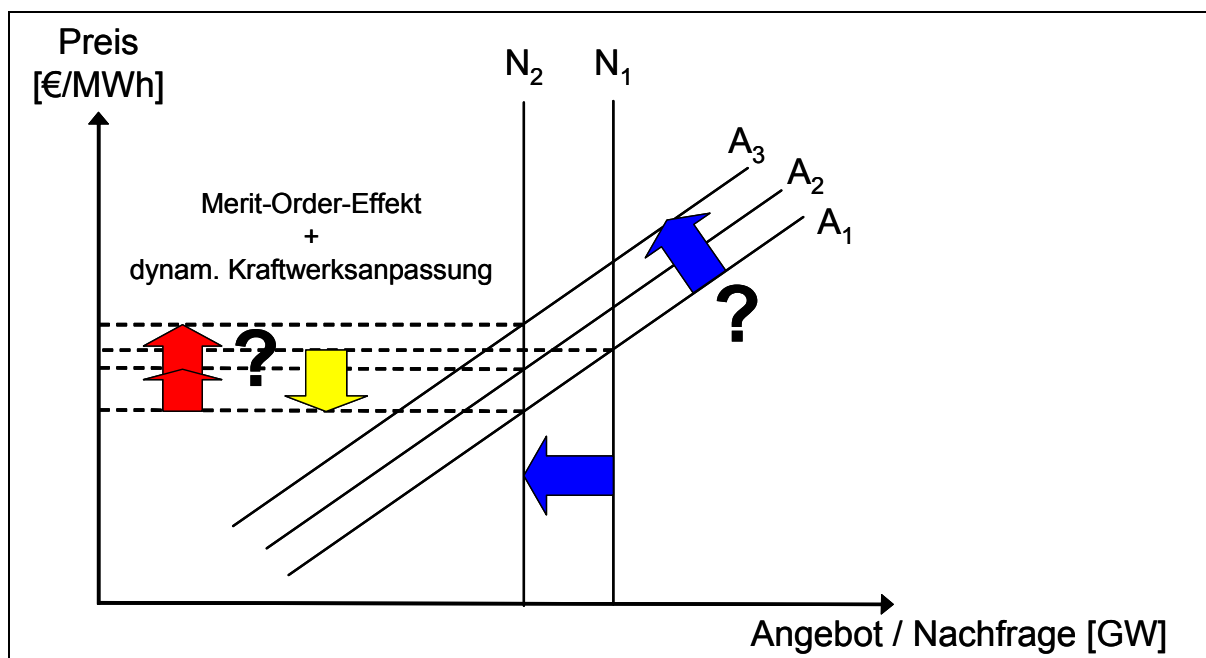
	Alter der Kraftwerke in Jahren			
	≤ 30	> 30 ≤ 40	> 40	Gesamt
	Stilllegungen in MW			
Braunkohle	325	242	316	<b>883</b>
Steinkohle	77	1.307	545	<b>1.929</b>
Erdgas	1.558	1.212	58	<b>2.828</b>
Heizöl	714	0	0	<b>714</b>
<b>Gesamt Stilllegungen</b>	<b>2.674</b>	<b>2.761</b>	<b>919</b>	<b>6.354</b>

Quelle: eigene Berechnungen nach EWI-Kraftwerksdatenbank, Veröffentlichungen der Kraftwerksbetreiber

Auf Basis dieser Daten wird ersichtlich, dass dem konventionellen Kraftwerkspark genügend Optionen zur Verfügung standen, um sich an die vermehrte EE-Einspeisung (kurzfristig) anzupassen. Daraus ergibt sich, dass die in Abbildung 1 dargestellte Methodik zur Berechnung des Merit-Order Effektes in Bezug auf die grundlegende Fragestellung nicht angemessen ist. Unter Berücksichtigung der Zubau- und insbesondere der Stilllegungsentscheidungen würde sich im Vergleich zu Abbildung 1 die Angebotskurve verschieben. Diese Anpassung ist in

Abbildung 4 schematisch dargestellt. Dort bewirkt – analog zu Abbildung 1 – die EE-Erzeugung einen Nachfragerückgang von Strom auf dem Wettbewerbsmarkt von  $N_1$  auf  $N_2$ . Durch diese reduzierte Nachfrage reagiert jedoch in diesem Fall das Angebot an konventionellen Kapazitäten in der Form, dass einerseits Stilllegungsentscheidungen bzw. Entscheidungen zum Einsatz als Kaltreserve zeitlich in die Zukunft verschoben werden und/oder reduzierter Zubau betrieben wird. Inwieweit diese Anpassungen in der Vergangenheit erfolgt wären, kann nachträglich nicht mehr belastbar rekonstruiert werden. Daher lässt sich über die Höhe des Merit-Order Effektes retrospektiv keine quantifizierte Aussage treffen.

**Abbildung 4: Schematische Darstellung des Merit-Order Effektes unter Berücksichtigung dynamischer Effekte**



Quelle: eigene Darstellung

## 6 Weitere Unsicherheitsfaktoren

Eine weitere Anpassungsoption ist der Stromaußenhandel. Dieser wird stets dann betrieben, wenn die Strompreise der Nachbarländer in einzelnen Stunden so stark divergieren, dass ein Handel unter Berücksichtigung von Kapazitäts- und Netzrestriktionen ökonomisch effizient ist. D.h., dass sich der Großhandelspreis für Strom nicht rein auf Basis nationaler Randbedingungen ergibt, sondern dass die Kuppelleitungskapazitäten zum Ausland im Prinzip wie eigenständige Kraftwerke in der Angebotskurve wirken.

Weiterhin besteht Unsicherheit bezüglich der Auswirkungen von politischen Entscheidungen auf die Strompreise. Bspw. ist unklar, ob das im Rahmen des Burden-Sharing ausgehandelte  $CO_2$ -Minderungsziel von Deutschland bei ausbleibendem EE-Ausbau ähnlich ambitioniert

festgelegt worden wäre.<sup>6</sup> Zudem kann retrospektiv keine Aussage darüber getroffen werden, ob bei der Erstellung des Nationalen Allokationsplans die zunehmende EE-Erzeugung berücksichtigt wurde. Diesbezügliche Anpassungen hätten wiederum einen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Preise und somit auch auf die Großhandelspreise für Strom haben können.

Insgesamt wird deutlich, dass keine quantifizierbaren Aussagen über die Preiseffekte der EE auf dem Großhandelsmarkt für die Vergangenheit getroffen werden können. Es bestehen zu viele Unsicherheiten bezüglich potentieller Anpassungen des Kraftwerksparks. Zudem wird die im BMU-Gutachten getroffene Annahme, dass zur Berechnung des gesamten jährlichen Merit-Order Effektes der durchschnittliche Strompreiseffekt in €/MWh auf dem Spotmarkt mit der gesamten jährlichen Stromnachfrage multipliziert wird, als kritisch gesehen, da auf dem Spotmarkt lediglich ein geringer Teil des Stroms gehandelt wird.

## **7 Zusammenfassung und Ausblick**

Bei der Bewertung des EEG sollte darauf geachtet werden, dass ein angemessenes Modell zur Beantwortung der Fragestellung genutzt wird. Für die Einschätzung der kurzfristigen Preiseffekte volatiler Energieträger auf dem Spotmarkt ist die statische Betrachtung mit Hilfe eines sog. „Merit-Order Modells“ durchaus angemessen, da die Fragestellung für einzelne Marktteilnehmer (bspw. für den Veredelungsprozess der Übertragungsnetzbetreiber<sup>7</sup>) relevant ist.

Ein solches statisches Modell darf jedoch nicht zur Beurteilung eines Gesetzes genutzt werden, dass eine dynamische Zielsetzung in Form des EE-Ausbaus verfolgt. Für eine angemessene Analyse sollte ein langfristig ausgelegtes Strommarktmodell genutzt werden, welches sowohl Einsatz- als auch Zubau- und Stilllegungsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber berücksichtigt. Vernachlässigt man die dynamischen Effekte, werden die Strompreiseffekte der EE auf dem Großhandelsmarkt erheblich überschätzt. Diese stellen dann lediglich den Maximaleffekt dar und sind daher für realitätsnahe Aussagen nicht geeignet.

Allerdings ist eine retrospektive Quantifizierung des Effektes auf den Großhandelspreis für Strom unter Berücksichtigung dynamischer Anpassungen nicht möglich. Dazu wäre ein Modellszenario notwendig, welches die hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen modelliert, die bei Ausbleiben der EE-Einspeisung erfolgt wären. Aufgrund der Vielzahl von nicht isolierbaren unbekanntem Einflussfaktoren wie der hypothetischen Anpassung des Kraftwerksparks, des Stromaußenhandels, der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele sowie des Nationalen

---

<sup>6</sup> Ein EU-weit gleich bleibendes CO<sub>2</sub>-Minderungsziel hätte bei ausbleibender EE-Erzeugung den CO<sub>2</sub>-Preis tendenziell erhöht, da die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten angestiegen wäre. Eine Anpassung des EU-weiten CO<sub>2</sub>-Minderungsziels in Höhe der CO<sub>2</sub>-Einsparungen, die durch die EE-Erzeugung resultieren, hätte keine CO<sub>2</sub>-Preisänderung zur Folge gehabt.

<sup>7</sup> Die Veredelung der stochastischen EE-Einspeisung zu einem vorab festgelegten Monatsband obliegt der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber.

Allokationsplans lassen sich ex-post keine Aussagen bezüglich des Gesamteffektes treffen. Auf Basis von Daten über konventionelle Kraftwerke, welche seit 2001 stillgelegt bzw. konserviert worden sind, konnte jedoch gezeigt werden, dass Kapazitätsanpassungen von mehreren Gigawatt Leistung aller Voraussicht nach stattgefunden hätten.

Insgesamt hat sich gezeigt, dass über den Gesamteffekt lediglich spekuliert werden kann, da zu viele Unsicherheiten bestehen. Insbesondere vor dem Hintergrund der anstehenden politischen Entscheidungen bzgl. der EE-Förderung und der EE-Ausbauziele sind solche Berechnungen sehr sensibel und sollten daher auf Basis belastbarer Daten und realistischer Annahmen erfolgen.

Weiterer Forschungsbedarf wird für die Abschätzung zukünftiger Effekte der EE auf den Strompreis gesehen. Eine solche Betrachtung ist zulässig, da sie von gleichen Ausgangssituationen ausgeht. Von besonderem Interesse ist dabei eine möglichst umfassende Analyse der gesamten Effekte der EE auf den Endkundenpreis. So sollten Regelenergie- und Netzausbaukosten ebenso berücksichtigt werden, wie CO<sub>2</sub>-Preiseffekte, welche durch eine verringerte CO<sub>2</sub>-Zertifikatsnachfrage resultieren.

## **Literatur**

Bode, S./Großcurth, H. (2006): Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis. In: HWWA Discussion Paper 348.

BMU (2007): Entwurf zum Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gemäß § 20 EEG.

Morthorst, P.E. (2007): Impact of wind power on power spot prices. Im Internet unter: [http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph\(1206\).pdf](http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph(1206).pdf). (Stand: 15.08.2007).

Nabe, C. (2006): Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt, Dissertation, TU Berlin. Im Internet unter: <http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=979002052>. (Stand: 03.08.2007).

Neubarth, J./Woll, O./Weber, C./Gerecht, M. (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56 (7).

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.

Staiß, F. (2003): Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03.

VDN Verband der Netzbetreiber e.V. (2007): EEG-Mittelfristprognose, im Internet unter: <http://www.vdn-berlin.de> (Stand: 08.06.2007).