

Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung

Themenbereich 4

Frank SENSFUSS⁽¹⁾, Mario RAGWITZ⁽¹⁾

⁽¹⁾Fraunhofer Institut System - und Innovationsforschung, Karlsruhe

Kurzfassung:

Dieser Beitrag stellt ein neues Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarem Strom im Rahmen des EEG vor. Der Vorschlag wurde im Rahmen einer 3-jährigen wissenschaftlichen Begleitforschung zur EEG Novelle 2008 und umfangreichen Diskussionen mit relevanten Akteuren entwickelt. Das entwickelte gleitende Prämienmodell könnte im Rahmen der Verordnungsermächtigung nach § 64 EEG als zusätzliche Option der EEG Förderung umgesetzt werden. Ziel des gleitenden Prämienmodells ist die Verbesserung der Systemintegration erneuerbarer Energien durch eine geförderte Eigenvermarktung des EEG Stroms.

Keywords: Erneuerbare Energien, Direktvermarktung, Marktintegration, Förderung

1 Analyse der Ausgangslage

Die Förderung erneuerbarer Energien ist eines der zentralen Elemente der deutschen Energie- und Klimapolitik. In der Vergangenheit hat sich die Förderung erneuerbarer Energien auf der Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) mit Hilfe von Einspeisetarifen als sehr effektives Förderinstrument erwiesen und ein deutliches Wachstum im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien generiert. Insbesondere haben sich die Sparten der Windenergie, der Biomasse und der PV sehr dynamisch entwickelt. Im Jahr 2007 erreichte der Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ca. 14,2 % des Bruttostromverbrauchs (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU], 2008). Das EEG hat sich in der Vergangenheit vor allem durch eine sehr hohe Effektivität ausgezeichnet, d. h. es konnte ein sehr hohes Wachstum der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über einen längeren Zeitraum generieren. Aktuelle Studien zeigen, dass das System eines Einspeisetarifs bei richtiger Festlegung der Tariffhöhe sehr kosteneffizient sein kann (Held et al., 2006). Die zentralen Gründe für die hohe Effizienz und Effektivität des EEG sind die hohe Investitionssicherheit für die Betreiber von EE Anlagen sowie die technologiespezifischen und degressiven Fördersätze. Durch die festgelegte Tariffhöhe sind die Einnahmen eines Projektes gut kalkulierbar und es hat sich eine breite Akteurstruktur im Bereich des Ausbaus erneuerbarer Energien gebildet. Das neue EEG, das am 1. Januar 2009 in Kraft treten wird, gibt als Ziel ein weiteres deutliches Wachstum auf einen Anteil von mindestens 30 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2020 vor.

¹ Fraunhofer ISI, Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe, Tel: +49 (0)721 6809 133, Fax: +49 (0)721 6809 272, Frank.Sensfuss@isi.fraunhofer.de, www.isi.fhg.de

Die ambitionierten Entwicklungsziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien stellen eine besondere Herausforderung für die System- und Marktintegration dar, da ein Großteil des Zuwachses aus fluktuierender Erzeugung wie z.B. der Windenergie kommen wird.

Besonders im Hinblick auf die ambitionierten Ausbauziele für EE Strom in Deutschland ist die fehlende Marktintegration der EEG Erzeuger als kritisch anzusehen. Hier entsteht eine zunehmend bedeutende Gruppe von Stromerzeugern, die nicht auf das Verhältnis von Angebot und Nachfrage bzw. auf die Marktsignale des Systems reagiert. Es gibt derzeit auch keine Notwendigkeit Prognosen der eigenen Einspeisung abzugeben und ggf. zu verbessern. Insbesondere bei hohen Penetrationsraten von EEG Strom sind diese beiden Aspekte als sehr kritisch zu sehen, da ein zunehmender Anteil der Stromerzeuger nicht mehr auf die Steuerungssignale des Marktes zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage reagiert. Durch die fehlenden Anreize zur Prognoseverbesserung und zur Schaffung von kostengünstigen Ausgleichsmaßnahmen im intra-day Bereich wird die langfristige Systemintegration hoher Anteile fluktuierender Erzeugung erschwert. Im Folgenden wird ein Vorschlag für ein Fördersystem vorgestellt, dass die Marktintegration der erneuerbaren Energien innerhalb des EEG verbessern soll ohne die zentralen Stärken des EEG im Bereich der Investitionssicherheit zu gefährden. Dieser Vorschlag könnte als optionales Fördersystem neben dem System der fixen Einspeisevergütung im Rahmen der Verordnungsermächtigung nach §64 EEG (Bundesministerium für Umwelt, 2008) umgesetzt werden.

2 Marktwert von EEG Strom

Eine aktive Integration der erneuerbaren Energien in die Strommärkte kann nur erreicht werden, wenn die EEG Stromerzeuger direkt oder über Partner auf den Strommärkten agieren. Ein zentraler Aspekt für die Entwicklung eines Fördersystems zur Verbesserung der Marktintegration von erneuerbaren Energien ist die Bestimmung des Marktwertes des EEG Stroms, da dieser Wert letztlich die Basis für die Bestimmung der Förderhöhe ist. Der Marktwert des Stroms der einzelnen EEG Technologien kann unterschiedlich ausfallen. Entscheidend für den Wert des erzeugten Stroms sind letztlich die Form des Einspeiseprofiles und die Wirkung der EEG Stromerzeugung auf den Strompreis selbst (Sensfuß et al., 2008, Diekmann et al., 2007, Bode, Groscurth, 2006).

Das Profil, das heißt der Zeitverlauf der Einspeisung, kann für die verschiedenen EEG Technologien sehr unterschiedlich sein. So weist die Einspeisung der Photovoltaik (PV) einen deutlichen Tagesgang auf, der die höchste Einspeisung um die Mittagszeit erreicht. Da während dieser Zeit auch die höchsten Preise an der Strombörse erzielt werden, liegt es nahe, dass der Marktwert des PV Stroms relativ hoch ist. Im Bereich der Wasserkraft richtet sich die Einspeisung nicht nach einem Tagesgang sondern nach dem saisonalen Wasserangebot. Das saisonale Angebot der Wasserkraft richtet sich nach Niederschlägen und dem Einsetzen der Schneeschmelze. Ausnahmen bilden Wasserkraftwerke mit Speichermöglichkeiten wie z.B. Schwellbetrieb. Derzeit ist kein veröffentlichter stundenscharfer Jahreslastgang für die Wasserkraft verfügbar. Auf Basis der veröffentlichten Daten zur monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity [UCTE], 2008) lässt sich ein synthetisches Einspeiseprofil für die Wasserkraft errechnen. Es wird deutlich, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft über die

Jahre ein ähnliches Profil mit einer ausgeprägten Erzeugungsspitze aufweist, dass aber die monatliche Erzeugung zwischen den einzelnen Jahren deutlich schwanken kann.

Im Bereich der Windenergie gibt es keinen Tagesgang, der mit der starken Ausprägung des Tagesprofils der PV vergleichbar ist. Die Analyse der Einspeisedaten für das Jahr 2006 Verband der Netzbetreiber [VDN], 2007 zeigt, dass im Winter und Sommer kein ausgeprägter Tagesgang feststellbar ist. Tagsüber ist die Stromerzeugung zum Teil geringer als in der Nacht. In den Übergangsmonaten zeigt sich jedoch ein Tagesgang. Im Jahresmittel ist der Tagesgang der Windenergie jedoch ziemlich gleichmäßig.

Die Stromerzeugung der Biomasse und der Geothermie ist nicht direkt an meteorologische Einflussfaktoren gekoppelt. Insofern kann hier von einer gleichmäßigen Stromerzeugung ausgegangen werden. Im Falle von Kraft-Wärme Kopplung kann es zu einem leichten Tagesprofil kommen, wenn die Stromerzeugung sich am Wärmebedarf orientiert. In diesem Fall kann die Stromerzeugung tagsüber etwas höher sein.

2.1 Marktwert der EEG Einspeisung

Die Bestimmung des Marktwertes der EEG Einspeisung erfordert eine Bewertung der Lastprofile anhand von Marktpreisen. Für den deutschen Markt bieten sich die veröffentlichten Daten der deutschen Strombörse EEX an. Nach Einschätzung vieler Branchenexperten liefert der Spotmarktpreis der EEX inzwischen das anerkannte Preissignal für den gesamten deutschen Strommarkt. Die zunehmende Bedeutung der EEX als Handelsplatz wird auch durch die Entwicklung des Handelsvolumens unterstrichen. Innerhalb der letzten sechs Jahre ist das Handelsvolumen von 33 TWh auf ca. 154 TWh (European Energy Exchange [EEX], 2008) im Jahr 2008 angestiegen, dies entspricht ca. 27,2 % des deutschen Stromverbrauchs. Angesichts der gestiegenen Liquidität wird eine abweichende Preisbildung im bilateralen Handel zunehmend unwahrscheinlich, da ansonsten Arbitragegeschäfte die Marktpreise wieder angleichen würden. Die Analyse zeigt, dass das transparenteste und allgemein anerkannte Preissignal für den deutschen Strommarkt auf den Strompreisen der deutschen Strombörse EEX basiert. Aus diesem Grund bieten sich die Preisindikatoren der EEX als Parameter für die Bewertung des EEG Stroms an.

2.1.1 Wasserkraft

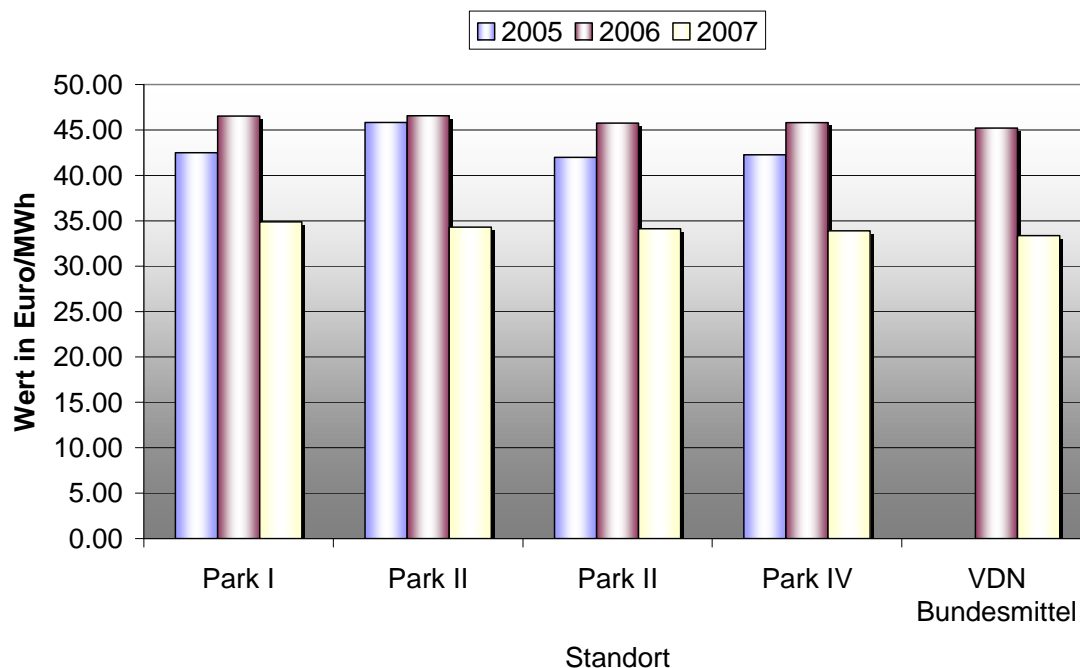
Für die Berechnung des Marktwertes werden im Folgenden die stündlichen EEX Preise mit dem stündlichen Einspeiseprofil der erneuerbaren Energien multipliziert und der Jahresmittelwert errechnet. Diese Berechnungen werden für die Jahre 2002-2007 durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass der Marktwert der Stromerzeugung aus Wasserkraft über die Jahre dem generellen Marktpreisniveau folgt. Die Abweichungen zwischen Phelix Base und dem errechneten Marktwert der Wasserkraft sind sehr gering.

2.1.2 Windenergie

Bei der Berechnung des Marktwertes der Windenergie wird die gleiche Methodik angewandt. Neben den veröffentlichten Einspeiseprofilen der Windenergie (VDN) stehen stundenscharfe Einspeiseprofile einzelner Windparks zur Verfügung. Die Ergebnisse der Berechnung des Marktwertes sind in Abbildung 1 dargestellt. Wie für die Wasserkraft zeigt sich, dass der

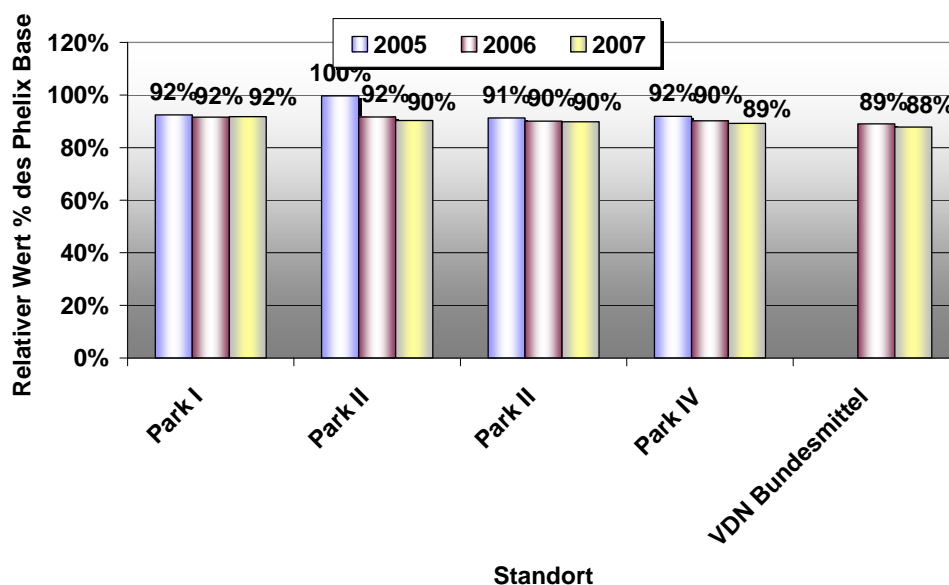
Marktwert der Windenergie zwischen den einzelnen Jahren deutlich schwankt. Somit lässt sich kein genereller Marktwert der Windenergie unabhängig vom allgemeinen Marktpreisniveau ableiten. Auffällig ist jedoch, dass die Marktwerte der Stromerzeugung aus einzelnen Windparks und die Marktwerte der gesamtdeutschen Winderzeugung in den untersuchten Jahren 2006 und 2007 sehr nah beieinander liegen. Dieses Bild bestätigt sich auch bei einer größeren Anzahl der untersuchten Windparks. Wie für die anderen EE Technologien wird der Marktwert der Windenergie von zwei zentralen Faktoren beeinflusst, dem relativen Wert des Einspeiseprofils und dem generellen Marktpreisniveau. Eine wichtige Frage in diesem Zusammenhang ist, inwieweit der relative Wert der Windenergieeinspeisung in Bezug auf das generelle Marktpreisniveau bestimmt werden kann. Zur Bestimmung des relativen Wertes werden die Werte der untersuchten Einspeiseprofile in Bezug zum ungewichteten Marktpreis (Phelix Base) gesetzt. Eine Darstellung der Ergebnisse findet sich in Abbildung 2. Für die Jahre 2006 und 2007 ergeben sich für das deutsche Windprofil relative Werte von 89 % bzw. 88 %. Die dargestellten einzelnen Windparks erreichen Werte, die geringfügig oberhalb des deutschen Mittelwertes liegen. In der Darstellung lässt sich ein weiterer Trend erkennen, dass der relative Wert der Windenergie über die Jahre leicht abnimmt. Dieser Effekt ist durch die Tatsache begründet, dass der starke Ausbau der Windenergie auch zunehmend eine senkende Wirkung auf den Marktpreis hat (siehe auch Sensfuß et al., 2008).

Abbildung 1 Errechneter Wert von Windstrom



(Eigene Berechnungen auf Basis von Windparkdaten, Verband der Netzbetreiber [VDN], 2007, Verband der Netzbetreiber [VDN], 2008)

Abbildung 2 Relativer Wert des Windstroms bezogen auf das Marktpreisniveau



Eigene Berechnungen

2.1.3 Marktwert der Biomasse & Geothermie

Im Bereich der Technologien Biomasse und Geothermie kann davon ausgegangen werden, dass die Einspeisung in den meisten Fällen konstant ist, soweit es die Brennstoffversorgung zulässt. In diesem Fall liegt der Marktwert im Bereich des generellen Marktpreisniveaus (Phelix Base). Ausnahmen bilden KWK-Anlagen, die z. T. wärmegeführt gefahren werden und damit ggf. ein etwas peak-lastigeres Einspeiseprofil aufweisen. Die Berechnung des Marktwertes eines KWK Profils für das Jahr 2006 ergibt einen durchschnittlichen jährlichen Marktwert von 52.9 Euro/ MWh. Zum Vergleich: Der Phelix Base lag im gleichen Jahr bei 50.8 Euro/ MWh. Der Marktwert des mit Biomasse erzeugten Stroms dürfte also insgesamt leicht oberhalb des generellen Marktpreisniveaus liegen.

2.1.4 Marktwert der PV

Derzeit liegen keine gemessenen Lastprofile der bundesweiten Einspeisung der PV vor. Deshalb wird für die Bestimmung des Wertes der PV auf Modelldaten zurückgegriffen, die auf Basis gemessener Solarstrahlungsdaten generiert wurden (Sensfuß et al., 2003). Für das Jahr 2006 ergibt sich bei einer stundenscharfen Betrachtung ein Marktwert von 64.8 Euro/ MWh und liegt somit ca. 28 % oberhalb des durchschnittlichen Marktpreises. Bei einem weiteren starken Ausbau der PV in der Zukunft ist jedoch damit zu rechnen, dass die Marktpreise in Zeiten starker PV Einspeisung reduziert werden und somit der Wert der PV im Vergleich zum Phelix Base etwas absinkt. Eine genaue Bestimmung dieser Preiswirkung ist auf Basis der verfügbaren Daten jedoch noch nicht möglich.

2.1.5 Zwischenfazit:

Das zentrale Ergebnis aus der Analyse zum Marktwert der Stromerzeugung erneuerbarer Energien ist, dass der relative Wert der Stromerzeugung einzelner EEG Technologien bezogen auf das generelle Marktpreisniveau gut bestimmbar ist, obwohl der absolute Wert der Stromerzeugung aufgrund des unterschiedlichen Marktpreisniveaus deutlich schwankt.

3 Entwicklung der Fördermodells

Über das Jahr gesehen liegen die Marktwerte des EEG Stroms für fast alle Anlagenklassen noch unterhalb des Fördersatzes der EEG Vergütung. Aus diesem Grund muss im Rahmen eines marktorientierten Fördersystems eine zusätzliche Prämie gezahlt werden. Ein zentrales Element für die Entwicklung eines solchen Fördersystems ist die Bestimmung der Höhe einer solchen Prämie. Die Verwendung einer absoluten Prämie birgt jedoch das Risiko, dass die volatile Entwicklung des Marktpreisniveaus zu einer deutlichen Überförderung bzw. Unterförderung führen kann. Aus diesem Grund bietet sich die Kopplung der Prämie an einen Marktpreisindikator an, um das Risiko einer möglichen über- oder Unterförderung zu eliminieren. Im Rahmen einer solchen gleitenden Prämie ist ebenfalls entscheidend über welchen Zeithorizont ein solcher Marktpreisindikator bestimmt wird. So wird z.B. eine stündlich gleitende Prämie das Steuersignal des Marktpreises wieder vollständig eliminieren. Da im Rahmen des EEG 2009 monatliche Wechselfristen zwischen den Fördermodellen gelten, scheint es sinnvoll ein Monatsmittelwert des Marktpreises als Marktpreisindikator zu verwenden. Durch eine ex post Ermittlung des Marktpreisindikators kann das Risiko des Marktpreisniveaus fast vollständig eliminiert werden ohne die kurzfristige Steuerungswirkung des Marktes zu gefährden. Ein möglicher Indikator für das generelle Marktpreisniveau ist der Phelix Day Base. Der Phelix Day Base errechnet sich aus dem ungewichteten Mittelwert der stündlichen Marktpreise eines Tages. Somit bildet der Phelix Day Base den Marktwert eines Grundlastbandes ab. Neben dem Phelix Day Base existieren verschiedene Indikatoren und Blockprodukte, die sich jedoch immer nur auf einen begrenzten Zeitraum des Tages beziehen und somit für die Abbildung des generellen Marktpreisniveaus nur sehr begrenzt geeignet sind.

3.1 Design der Marktprämie für unterschiedliche Technologien

Neben der Wahl eines geeigneten Indikators ist die Frage Kopplung dieses Indikators mit den Vergütungen verschiedener EEG Technologien von zentraler Bedeutung. Die verschiedenen Technologien weisen sehr unterschiedliche Fördersätze auf. Während alte Windenergieanlagen in der zweiten Vergütungsstufe in dem Bereich von 60 Euro/MWh vergütet werden, liegt die Vergütung von PV Anlagen im Bereich von 400 Euro/MWh und mehr. Soll eine möglichst breite Marktintegration der verschiedenen EE Technologien erreicht werden, muss das Modell so gestaltet werden, dass die verschiedenen Vergütungsstufen berücksichtigt werden. Eine mögliche Lösung ist die Kopplung der Prämien an die jeweiligen EEG Vergütungssätze der einzelnen Anlagen.

Somit ergeben sich für die Berechnung des Einkommens eines Vermarkters von EEG Strom und für die Berechnung der Prämienhöhe folgende Formeln:

$$E = M + P$$

$$E = \text{Einkommen} \mid M = \text{Markterlöse} \mid P = \text{Prämie}$$

$$P = S - I$$

$$P = \text{Prämie} \mid S = \text{EEG Vergütungssatz} \mid I = \text{Marktpreisindikator}$$

Die Analyse des Marktwertes des verschiedenen EEG Technologien hat gezeigt, dass der Marktwert des Einspeiseprofils der verschiedenen EEG Technologien sehr unterschiedlich ist.

Während die PV Markterlöse deutlich oberhalb des Phelix Base erzielen kann, liegen die möglichen Erlöse der Windenergie deutlich unterhalb des Phelix Base. Ohne einen Ausgleich dieser unterschiedlichen Charakteristik würde das gleitende Prämienmodell bestimmte Technologien deutlich bevorzugen.

Eine Möglichkeit die unterschiedliche Wertigkeit des EEG Stroms zu berücksichtigen ist die Einführung eines Profilfaktors (F). Der Profilfaktor ist ein Korrekturfaktor für die Wertigkeit des EEG Stroms. So kann z. B. der geforderte Markterlös eines PV Profils deutlich höher angesetzt werden als das Profil der Windenergie. Die zentrale Voraussetzung für den Einsatz eines solchen Profilfaktors ist, dass ein solcher relativer Wert für die einzelnen Technologien bestimmt werden kann. Die Analysen im vorangegangenen Kapitel haben gezeigt, dass dies zutrifft. Die um den Profilfaktor ergänzte Formel zur Berechnung der Prämie ist in der folgenden Gleichung dargestellt.

$$P = S - F \cdot N$$

$$E = M + S - F \cdot N$$

$$E = \text{Erlöse} / P = \text{Prämie} / S = \text{EEG Vergütungssatz} / F = \text{Profilfaktor} | N = \text{Marktpreisniveau}$$

Die Darstellung der Formel zeigt, dass der Profilfaktor wie ein Benchmark wirkt. Erreicht der Vermarktende des EEG-Stroms mit seinen Markterlösen mindestens den Wert des mit dem Profilfaktor gewichteten Marktpreisindikators entstehen Einnahmen oberhalb des EEG Vergütungssatzes.

Ein wichtiger Bestandteil im Design eines solchen Modells ist die Bestimmung des Profilfaktors. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, welche Technologien differenziert werden müssen. Diese Frage kann auf Basis der Analysen in Kapitel 2 beantwortet werden. Im Folgenden sollen die Profilfaktoren der einzelnen Technologien bestimmt und erläutert werden.

Die Analyse der Marktwerte zeigt, dass es sich anbietet, die regelbaren Technologien ohne starke meteorologische Fluktuationen in einer Technologiegruppe zusammenzufassen. In diese Technologiegruppe fallen Biomasse & Biogasanlagen, Wasserkraftwerke und Geothermieanlagen. Die Analyse des Marktwertes der Einspeisepprofile dieser Anlagen hat gezeigt, dass der Marktwert sehr nahe am Wert des Phelix Base liegt. Insofern scheint es sinnvoll, für die Technologiegruppe einen Profifaktor von 100 % anzusetzen. Gelingt es den regelbaren Anlagen einen Teil ihrer Einspeisung stärker in Zeiten hohe Marktpreise zu verlagern, können Gewinne erwirtschaftet werden.

Auf Basis der durchgeführten Analyse der Marktpreise wird deutlich, dass der Marktwert der PV sich von den anderen EEG Technologien deutlich abhebt. Insofern scheint es gerechtfertigt für die Photovoltaik einen eigenen Profilfaktor einzuführen. Die Analyse für das Jahr 2006 ergibt einen Marktwert von 64.8 €/ MWh bei einem Jahresmittelwert des Phelix Base von 50.8 Euro/ MWh. Auf Basis dieser Zahlen ergibt sich ein relativer Marktwert von 128 %. Da die Datenbasis für die Bestimmung dieses Wertes begrenzt ist, scheint es sinnvoll, den Benchmark für die Photovoltaik etwas niedriger anzusetzen, damit eine kostendeckende Vermarktung gesichert ist. Ein weiterer Aspekt in diesem Zusammenhang ist die zu erwartende leichte Reduktion des Marktwertes der Photovoltaik als Folge des weiteren Ausbaus der Photovoltaik. Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen scheint es angemessen einen Profilfaktor von 120 % für die Startperiode des Modells anzusetzen.

Aufgrund des großen Anteils an der EEG Stromerzeugung kommt einer Marktintegration der Windenergie eine besondere Bedeutung zu. Die Analysen des Marktwertes der Windenergie haben gezeigt, dass der Marktwert der Windenergie unterhalb des generellen Marktpreisniveaus liegt. Absolut gesehen schwankt der Marktwert der Windenergie recht deutlich, aber der relative Wert in Bezug auf das generelle Marktpreisniveau ist erstaunlich konstant. Im Jahr 2006 erreicht die Windeinspeisung einen relativen Wert von 89 % und 2007 wird ein relativer Wert von 88 % erreicht. Auch die Analyse zahlreicher Einspeisezeitreihen existierender Windparks zeigt, dass der relative Marktwert der Stromerzeugung einzelner Windparks meist nur wenige Prozent vom Marktwert der gesamtdeutschen Windeinspeisezeitreihe abweicht. Insofern scheint die zentrale Festlegung eines Profilkoeffizienten für die Windenergie möglich. In der Einführungsphase des neuen Modells scheint es jedoch ratsam den Profilkoeffizienten etwas unterhalb der ermittelten Werte anzusetzen um möglichst vielen Akteuren den Einstieg in das Vermarktungsmodell zu ermöglichen. Somit bietet sich für das Jahr 2007 ein Profilkoeffizient von 85 % an. Allerdings muss bei der Windenergie berücksichtigt werden, dass sich der Marktwert der Windenergie mit zunehmendem Ausbau der Windenergie reduziert. In Zeiten hoher Windeinspeisung sinken die Marktpreise und reduzieren somit den Marktwert der Windenergie. Für eine genauere Analyse des Sachverhaltes sei an dieser Stelle auf die Diskussionen um den Merit-Order Effekt verwiesen (Sensfuß et al., 2008, Diekmann et al., 2007). Dieser relative Wertverlust der Windenergie im Bezug zum Phelix Base muss bei der Ausgestaltung des Profilkoeffizienten berücksichtigt werden. Die Analyse der vorliegenden Einspeisedaten legt nahe, dass eine jährliche Absenkung des Profilkoeffizienten um 0.75 Prozentpunkte ein adäquater Wert zu sein scheint. Somit ergibt sich für das Jahr 2009 ein Profilkoeffizient von 83.5 %, der dann über die nächsten Jahre jährlich weiter um 0.75 Prozentpunkte abgesenkt wird.

Technologiegruppe	Wind	PV	Biomasse, Geothermie, Wasserkraft
Profilkoeffizient	83,5 % ²	120 %	100 %

3.2 Zusätzliche Vergütungskomponenten

Im Rahmen der eigenen Vermarktung des EEG Stroms entstehen für die Vermarkter auch Verantwortungen und Kosten. Bisher wurde die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Innerhalb des entwickelten Vermarktungsmodells kann die Vermarktung des EEG Stroms durch die EEG Stromerzeuger oder neue Partner durchgeführt werden. Durch die eigene Vermarktung entstehen zwei neue Kostenpositionen: die Kosten der eigentlichen Vermarktung über eine eigene Handelsabteilung und die Kosten der Fahrplannerfüllung. Im Folgenden sollen die zentralen Parameter für die Anpassung der Vergütung innerhalb des gleitenden Prämienmodells dargestellt werden.

3.2.1 Vergütung der Handelsanbindung

Die Kosten einer Handelsanbindung setzen sich aus folgenden Bestandteilen zusammen:

² Der Wert des Profilkoeffizienten für Windenergie

- Personalkosten für eine Handelsabteilung
- Infrastruktur für die Abteilung inkl. Büros und Marktzugängen
- Kosten für die Einrichtung einer Onlineüberwachung der Einspeisung der eigenen Anlagen
- Kosten für die Erstellung von Prognosen zur Stromerzeugung der eigenen Anlagen.

In der Literatur finden sich Angaben zu den jährlichen Kosten von Personal und Büroinfrastruktur einer kleinen Handelabteilung (Ellwanger et al., 2000). Auf Basis dieser Zahlen kann davon ausgegangen werden, dass mit einer solchen minimalen Abteilung jährliche Kosten von mindestens 300.000 Euro verbunden sind. Für die Vermarktung von fluktuierenden Energieträgern ist mit etwas höheren Personalkosten zu rechnen, da die Handelsaktivitäten zur Vermeidung großer Kosten der Fahrplannerfüllung auch ins Wochenende bzw. die Nachtstunden ausgedehnt werden sollten. Die Kosten für den Kauf von Einspeiseprognosen der fluktuierenden Energieträger und die Kosten für IT Infrastruktur zur Einbindung der Erzeugungsanlagen in ein eigenes Handelssystem sind sehr situationsabhängig und deshalb nur schwer abzuschätzen. Die Kosten dürften jedoch im Bereich von 600.000 bis 1.000.000 Euro liegen. Die hier dargestellten Kostenpositionen können als Fixkosten angesehen werden, die unterjährig kaum verändert werden können. Für die Entwicklung des gleitenden Prämienmodells wird vorgeschlagen, dass zur Deckung dieser Kosten eine fixe Vergütung (H) in Euro/ MWh verwendet wird.

Die Festlegung einer mengenabhängigen Vergütung für die Kosten der Handelsanbindung setzt Anreize für einen dauerhaften Einstieg ins Vermarktungsmodell, da die bestehenden Fixkosten auf eine größere Strommenge umgelegt werden können. Aus dem gleichen Grund entsteht ein Anreiz zu Bildung größerer Anlagenpools für die Vermarktung.

Im Rahmen einer eingehenden Diskussion mit verschiedenen Akteuren wurden folgende Werte für die fixe Vermarktungsprämie vorgeschlagen. Die Kategorie der regelbaren Anlagen (Biomasse, Geothermie, Wasserkraft) erhält einen Vermarktungsbonus von 2,5 €/ MWh. Im Bereich der fluktuierenden Energien (Wind und PV) soll dem höheren Vermarktungs- und Prognoseaufwand durch eine Vergütung von 3 €/ MWh Rechnung getragen werden. Zwei Beispiele sollen die möglichen Einnahmen für bestimmte Vermarktungspools verdeutlichen. Ein Biomassepool mit einer kumulierten Leistung von 20 MW und einer durchschnittlichen Auslastung von 6000 Volllaststunden erhält im Rahmen dieses Modells eine Vergütung von 300.000 Euro. Ein Pool von Windenergieanlagen mit einer kumulierten Leistung von 150 MW erhält bei einer Auslastung von 1800 Volllaststunden eine Vergütung von 810.000 Euro. In beiden Fällen dürfte die Vergütung zur Deckung der Kosten der Handelsanbindung ausreichend sein. Natürlich sind auch Vermarktungspools aus verschiedenen Technologien denkbar. Des Weiteren können über die Nutzung bestehender Handelsanbindungen z. B. von Stadtwerken auch kleinere Anlagenpools vermarktet werden.

3.2.2 Vergütung der Kosten zur Fahrplanerfüllung (Profilservice)

Aus Sicht der EEG Erzeuger stellen die Kosten der Fahrplanerfüllung bzw. für die Beschaffung der Ausgleichsenergie eine neue Kostenposition dar, die in Form einer Profilservicekomponente vergütet werden muss.

Eine zentrale Frage in diesem Zusammenhang ist die Frage, ob die Vergütung durch eine fixe Prämie oder durch eine an den Marktpreis gekoppelte Vergütung erfolgen sollte. Aus theoretischer Sicht scheint in diesem Zusammenhang die Kopplung an einen Marktpreisindikator eine adäquate Lösung zu sein. Der Grund ist, dass die technischen Möglichkeiten, die zum Ausgleich von Prognosefehlern herangezogen werden können, letztlich ihren Einsatz an den Opportunitätskosten des Marktes spiegeln. Wird z. B. ein Kraftwerk in Zeiten hoher Preise zum Ausgleich von Prognosefehlern eingesetzt, kann davon ausgegangen werden, dass bei der Preisbildung für den Windenergieausgleich dieses Marktpreisniveau berücksichtigt wird.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen scheint eine Kopplung der Vergütung der Fahrplanerfüllung (Profilservicekomponente) an das generelle Marktpreisniveau sinnvoll. In diesem Zusammenhang bietet es sich an, die Vergütung des Profilservice als Fahrplanerfüllungsfaktor (R) in Prozent des Marktpreisniveaus auszudrücken.

$$P = S - F \cdot N + H + R \cdot N$$

$$E = M + P$$

$$E = \text{Erlöse} \mid P = \text{Prämie} \mid S = \text{EEG Vergütungssatz} \mid F = \text{Profilmfaktor} \mid$$

$$N = \text{Marktpreisniveau(Phelix Base)} \mid M = \text{Markterlöse} \mid H = \text{Vergütung der Handelsanbindung}$$

$$R = \text{Fahrplanerfüllungsfaktor}$$

Im Folgenden soll die Höhe des Fahrplanerfüllungsfaktors bestimmt werden. Im Bereich der Biomasse und regelbaren Anlagen ergab die Analyse für das Jahr 2006 spezifische Kosten von 1.1 Euro/ MWh oder ca. 2.2 % des Phelix Base. Im Rahmen der Einführung des Modells scheint es sinnvoll, diesen Faktor etwas großzügiger auszugestalten, um einen Anreiz für einen Wechsel in das Vermarktungsmodell zu setzen. Aus diesem Grund wird ein Fahrplanerfüllungsfaktor von 2.5 % für Biomasse, Geothermie und Wasserkraft empfohlen.

Im Bereich der Windenergie sind die Unsicherheiten im Bezug auf die Kosten der Fahrplanerfüllung deutlich größer. Die tatsächlichen Kosten hängen sehr stark mit der Prognosequalität, dem Ausmaß des Intra-Day Ausgleichs und der Korrelation mit dem Regelzonensaldo ab. Aufgrund der hohen Unsicherheiten und der notwendigen "Einlernphase" scheint es sinnvoll, den Fahrplanerfüllungsfaktor für Windenergie in der Einführungsphase des Modells großzügig auszulegen. Auf Basis der durchgeführten Analysen scheint ein Fahrplanerfüllungsfaktor von 20 % angemessen. In späteren Verlauf bzw. im Rahmen der nächsten EEG Novelle scheint es jedoch ratsam diesen Faktor zu überprüfen und ggf. etwas zu reduzieren, um überhöhte Gewinne zu vermeiden.

Die Datenbasis für die Bestimmung eines Fahrplanerfüllungsfaktors für die Photovoltaik ist nur begrenzt belastbar. Aber da die Einspeisung der PV durch den Tagesgang des Sonnenstandes in engeren Grenzen schwankt als die Windenergie, sollte der Fahrplanerfüllungsfaktor jedoch deutlich unterhalb des Fahrplanerfüllungsfaktors der Windenergie gewählt werden. Im Rahmen der Einführungsphase des Modells wird deshalb

ein Startwert von 10 % vorgeschlagen. Eine Übersicht zu den empfohlenen Fahrplanerfüllungsfaktoren findet sich in Abbildung 3.

Abbildung 3 Empfohlene Fahrplanerfüllungsfaktoren

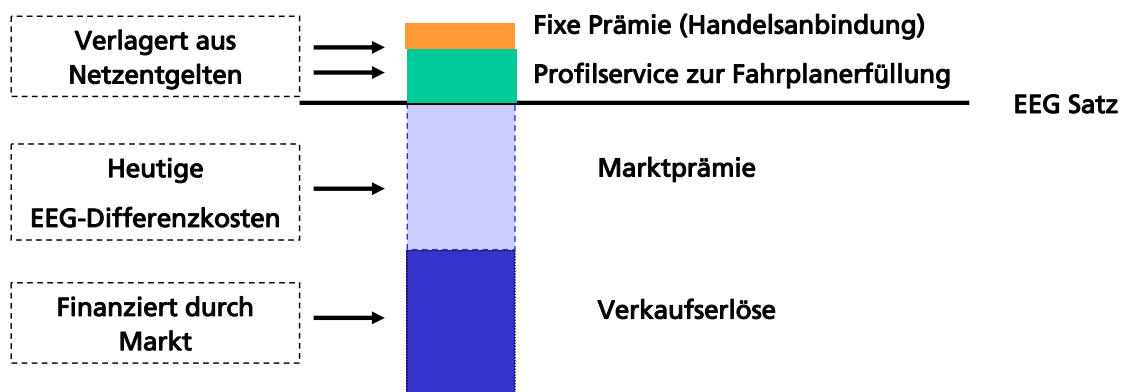
Technologiegruppe	Wind	PV	Biomasse, Geothermie, Wasserkraft
Fahrplanerfüllungsfaktor	20 %	10 %	2.5 %

4 Anreizwirkung des Modells

Im folgenden Abschnitt sollen die Anreizwirkungen des entwickelten Modells noch einmal genauer vorgestellt und analysiert werden.

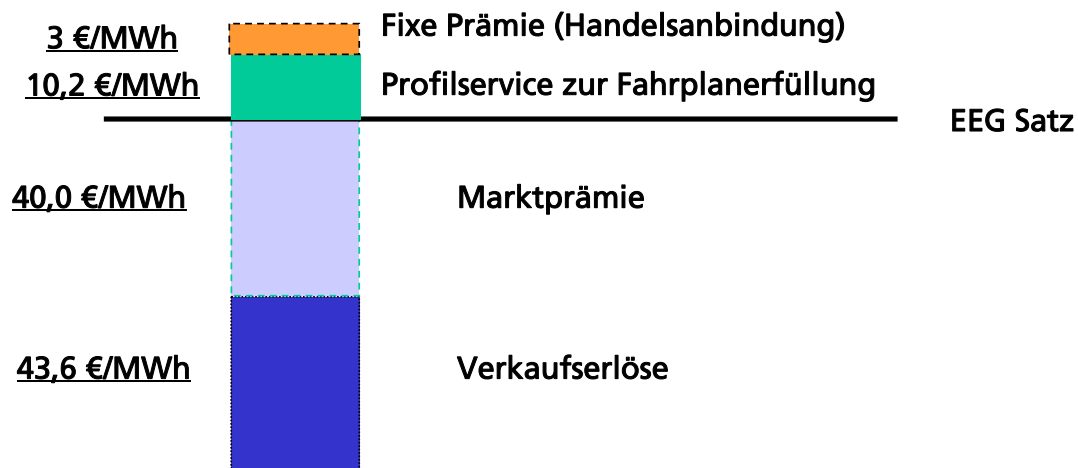
Aus Sicht des einzelnen EEG Erzeuger ergibt sich folgende Situation. Da das Modell ein optionales Modell ist, ist die Referenz für die Entscheidung in das Vermarktungsmodell zu wechseln der EEG Satz. Im Rahmen des Vermarktungsmodells sind mit der Handelsanbindung und den Kosten der Fahrplanerfüllung jedoch neue Leistungen zu erbringen, die auch vergütet werden. Eine Übersicht zu den Einnahmekomponenten im gleitenden Prämienmodell findet sich in Abbildung 4.

Abbildung 4 Einnahmekomponenten aus Sicht eines EE Vermarkters



Eine beispielhafte Darstellung mit den konkreten Zahlenwerten für eine Windenergieanlage, die im Jahr 2006 fertig gestellt und auch im Jahr 2006 vermarktet wird, findet sich in Abbildung 5.

Abbildung 5 Zahlenbeispiel für die Modellparameter des Vermarktungsmodells



Der EEG Vergütungssatz für diese Windenergienlage beträgt 83.6 Euro/ MWh. Im Jahr 2006 würde bei einer Rückrechnung ein Profilmfaktor von 85.75 % für die Windenergie gelten. Bei einem durchschnittlichen Marktpreis von 50,8 Euro/ MWh beträgt die Marktprämie. $83.6 \text{ Euro/ MWh} - 85.75 \% * 50.8 \text{ Euro/ MWh} = 40,04 \text{ Euro/ MWh}$.

Erlöst der Vermarkter beim Verkauf des Windstroms einen Wert von 43.6 Euro/ MWh, erreichen seine Einnahmen wieder das Niveau der festen EEG Vergütung.

Weiterhin stehen 3 €/ MWh zur Deckung des Handelsanbindung und die Fahrplanerfüllungskomponente von $20 \% * 50.8 \text{ Euro/ MWh} = 10.2 \text{ €/ MWh}$ zur Verfügung.

Wenn der Vermarkter in der Lage ist zu diesen Konditionen seinen Strom zu vermarkten, ist der Wechsel vom EEG in das Vermarktungsmodell einkommensneutral.

Das System setzt jedoch eine Reihe von Anreizen zur Markt- und Systemintegration, die einem Vermarkter zusätzliche Gewinne ermöglichen.

4.1 Verlagerung der Einspeisung

Der erste große Anreiz des Modells ist die Erhöhung der Markterlöse beim Verkauf des EEG Stroms. Die Profilmfaktoren setzen einen Benchmark für die relativ zum Monatsmittelwert des Marktpreisniveaus zu erzielenden Verkaufserlöse. Gelingt es dem Erzeuger als Reaktion auf die Marktpreise z. B. im Bereich von Biomasseanlagen, einen Teil seiner Einspeisung in die Zeiten hoher Marktpreise zu verlagern, kann er seine Einnahmen erhöhen. Diese zusätzlichen Gewinne haben keine Auswirkungen auf die Höhe der EEG Umlage, sondern sind allein durch die höhere Wertigkeit des erzeugten EE Stroms bestimmt. Durch diesen Mechanismus wird ein Anreiz für eine Reaktion der EE Einspeisung auf die Knappheitssignale des Marktes gesetzt. Somit wird die Flexibilisierung der Einspeisung aus EE Anlagen befördert. Bei nicht steuerbaren Anlagen wie Windenergie und PV sind die Reaktionsmöglichkeiten begrenzt. Je nach Höhe der Marktsignale zur Lastverlagerung können hier jedoch in Zukunft Optionen wie marktoptimierte Wartung der Anlagen oder die Installation kleiner Speicher attraktive Optionen sein.

4.2 Optimierte Fahrplanerfüllung

Ein zweiter großer Anreiz ergibt sich aus der Vergütung der Fahrplanerfüllung. Insbesondere im Bereich der Windenergie entsteht über den gesetzten Benchmark zur Fahrplanerfüllung ein Anreiz möglichst gute Einspeiseprognosen zu erstellen und ggf. Möglichkeiten z. B. durch Lastmanagement zu schaffen durch deren Aktivierung Prognosefehler kostengünstig ausgeregelt werden können. Auch hier gilt: Schafft es der Vermarkter durch bessere Prognosen oder weitere Maßnahmen die Fahrplanerfüllung zu Kosten zu gewährleisten, die unterhalb der Vergütung liegen, entstehen ihm zusätzliche Gewinne. Auf diese Weise werden die aus systemischer Sicht geforderten Anreize zu verbesserten Einspeiseprognosen und zur Flexibilisierung im Intra-Day Bereich aufgegriffen.

4.3 Pooling von EE-Anlagen und dauerhafte Vermarktung

Eine weitere wichtige Anreizwirkung entsteht durch die fixe Vergütung der Handelsanbindung.

Das Modell sieht eine monatsweise Wahlmöglichkeit zwischen EEG und Vermarktungsmodell vor um die Absicherung durch Banken und das wahrgenommene Risiko eines Modellwechsels zu reduzieren. Es ist jedoch wenig erwünscht, wenn ein stetiger monatlicher Wechsel zwischen den Modellen stattfindet. Hier setzt die fixe Vergütung der Handelsanbindung eine Anreiz zum dauerhaften verbleiben im Marktmodell.

Die Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur und des notwendigen Personals sind fixe Kosten und können somit im Monatshorizont kaum beeinflusst werden. Durch die Zahlung einer fixen Handelsvergütung pro erzeugte Energiemenge entsteht ein Anreiz die Einnahmen auch durch große Handelsvolumina zu erhöhen. Dies fördert zum einen den dauerhaften Verbleib im Vermarktungsmodell und zum anderen die Bildung von Vermarktungspools aus vielen EEG Anlagen. Diese Pools können auch aus verschiedenen EEG Anlagen bestehen, die gemeinsam überwacht und vermarktet werden. Somit entstehen Kraftwerkspools, die in ihrer Wirkungsweise einem virtuellen Kraftwerk sehr ähnlich sind.

5 Fazit

Dieser Beitrag stellt das gleitende Prämienmodell als neues zusätzliches Fördersystem zur Förderung erneuerbarer Energien vor. Durch die Marktintegration werden Anreize zur Erhöhung der Wertigkeit des EEG Stroms durch Orientierung der Einspeisung an den Marktpreisen gesetzt. Im Bereich der fluktuierenden Erzeugung werden den Anreize des Marktes zur Erstellung hochwertiger Einspeiseprognosen und zum effizienten Ausgleich von Prognosefehlern auch für die Erzeuger und Vermarkter von EEG Strom wirksam. Durch die Kopplung der Prämie an den Monatsmittel des Marktpreises kann das Risiko des Marktpreisniveaus stark reduziert werden ohne die kurzfristige Steuerungswirkung des Marktes auf Stunden- bzw. Tagesebene zu gefährden. Durch die eigenverantwortliche Prognoseerstellung- und Fahrplanerfüllung der Vermarkter werden Kostenpositionen aus den Netznutzungsentgelten in die EEG Umlage verlagert. Es wird erwartet, dass bei einer Einführung dieses Modells im Rahmen des EEG neben den bestehenden Akteuren des Strommarktes weitere neue Akteure und Akteursbeziehungen zur Vermarktung von EEG Strom entstehen.

Literatur

- Bode, S.; Groscurth, H. (2006): Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis. In: HWWA Discussion Paper, 348.
- Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU] (2008): *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007 Stand: 12. März 2008*.
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_hintergrund2007.pdf. downloaded 30.07.2008
- Bundesministerium für Umwelt, N. u. R. B. (2008): *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009)*.
<http://www.bgblportal.de/BGBl/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf>. downloaded 07.11.2008
- Diekmann, J.; Krewitt, W.; Musiol, F.; Nicolosi, M.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Weber, C.; Wissen, R.; Woll, O. (2007) *Fachgespräch zum Merit-Order Effekt: Agestimmtes Thesenpapier*.
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/thesenpapier_meritordereffekt.pdf. downloaded 20.11.2007.
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/thesenpapier_meritordereffekt.pdf.
- Ellwanger, N.; Neumann, F.; König, R. (2000): Energie-Großhandelszugang für kleine Stadtwerke. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2000 (5), pp. 300-305.
- European Energy Exchange [EEX] (2008): *EEX Pressemitteilungen*.
<http://www.eex.com/de/Presse>. downloaded 08.07.2008
- Held, A.; Haas, R.; Ragwitz, M. (2006): On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU. In: *Energy & Environment*, 17 (6), pp. 849-868.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy*, 36 (8), pp. 3086-3094.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Wietschel, M. (2003): *Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Off-Shore Anteils in Deutschland bis 2020*. Proceedings IEWT, Vienna 2003.
- Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity [UCTE] (2008): *Production data*.
<http://www.ucte.org/services/onlinedatabase/production/>. downloaded 08.07.2008
- Verband der Netzbetreiber [VDN] (2007): *EEG-Windenergie-Einspeisung Januar bis Dezember 2006 1/4-h-Leistungsprofile, vorläufige Ist-Werte Stand: 10.01.2007*.
<http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/EEG-Ist-Daten-2006-12.xls>. downloaded 20.04.2007
- Verband der Netzbetreiber [VDN] (2008): *Archiv (Prognosedaten und vorläufige Ist-Werte) 2006 Daten zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)*.
[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/8B897DEE1E0493B1C12573E9004D9F09/\\$file/EEG-Ist-Daten-2008-01.xls](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/8B897DEE1E0493B1C12573E9004D9F09/$file/EEG-Ist-Daten-2008-01.xls). downloaded 30.07.2007