

Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung

Themenbereich 1 bzw. Themenbereich 3

Frank SENSFUSS⁽¹⁾, Mario RAGWITZ

⁽¹⁾ Fraunhofer Institut System - und Innovationsforschung, Karlsruhe

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Die Förderung erneuerbaren Energien in Deutschland hat zu einem erheblichen Wachstum in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geführt. Im Rahmen der EEG Novelle 2008 wurde das Ziel festgeschrieben den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahre 2020 auf mind. 30% zu erhöhen (Bundesministerium für Umwelt 2008). Das im September 2010 verabschiedete Energiekonzept der Bundesregierung sieht einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 35% vor. Vor dem Hintergrund dieser ambitionierten Ziele und der Perspektive eines weiteren Ausbaus kommt der verbesserten System- und Marktintegration von erneuerbarem Strom eine besondere Bedeutung zu. Im Rahmen der Diskussionen um die Marktintegration erneuerbarer Energien wurde der Modellvorschlag des gleitenden Marktprämienmodells entwickelt und u.a. auf der IEWT 2009 ((Sensfuß, Ragwitz 2009)) vorgestellt. Die ursprüngliche Struktur des Modells ist in Abbildung 1 dargestellt.

Das zentrale Element der vorgeschlagenen gleitenden Marktprämie ist Kopplung der Vergütung an die anlagenspezifische EEG Vergütung und an die allgemeine Entwicklung des Marktpreises. Somit kann eine große Zahl von Anlagen an diesem Vermarktungsmodell teilnehmen. Durch die Kopplung an den Monatsmittelwert des Marktpreises (Phelix Base) werden die Risiken der generellen Marktpreisentwicklung eliminiert. Der Anreiz zur Reaktion auf die stundenscharfe Preisentwicklung bleibt jedoch vollständig erhalten.

Einige der bei der IEWT 2009 veröffentlichten Parameter des Modells werden derzeit im Rahmen der jährlichen ÜNB Prognose der EEG Umlage verwendet. Auf Basis einer in den letzten Jahren deutlich verbesserten Datenbasis sollen in diesem Artikel die zentralen Parameter aktualisiert und Perspektiven für die Zukunft aufgezeigt werden. Dabei soll das Modell soweit wie möglich vereinfacht werden und durch eine verbesserte Namensgebung der einzelnen Komponenten die Verständlichkeit erhöht werden.

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

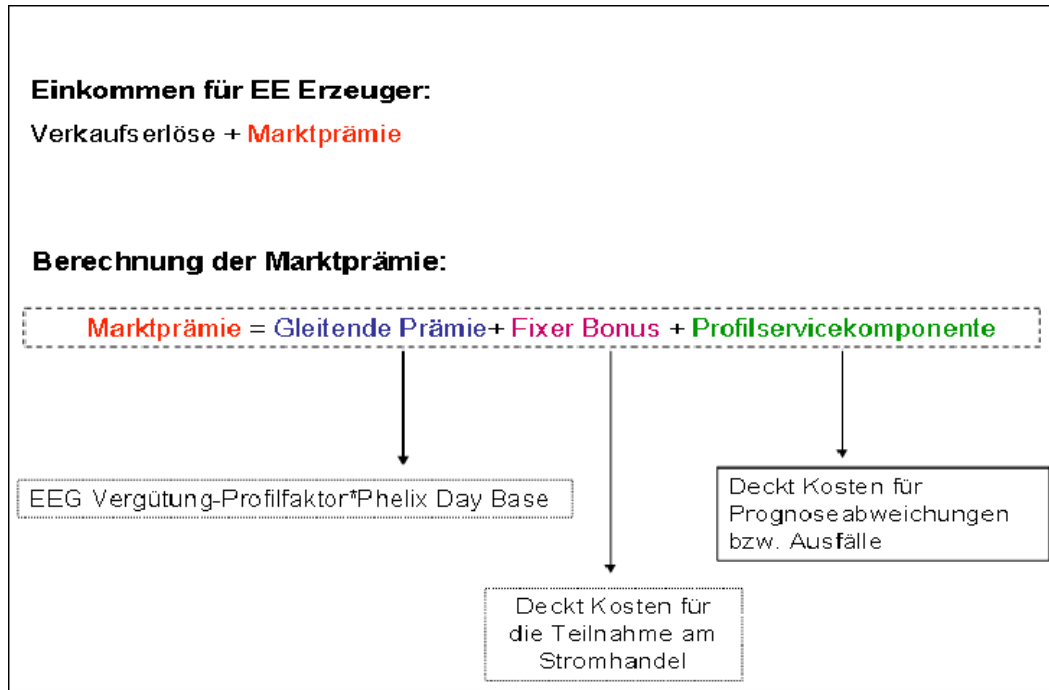


Abbildung 1 Struktur der ursprünglichen Fördermodells

2 Parametrisierung des Modells

Jede Vermarktung erneuerbarer Energien muss letztlich drei zentrale Kenngrößen berücksichtigen: Der Marktwert der Stromerzeugung erneuerbarer Energien, die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern und die Kosten für die Handelsabwicklung.

Wertigkeit: Die wichtigste Kenngröße für die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern ist der Marktwert. Im Rahmen der Analysen des Papiers wird die Entwicklung des Marktwertes der wichtigsten erneuerbaren Technologien anhand historischer Daten analysiert. Dabei werden auch mögliche Einflussfaktoren herausgearbeitet. Im Rahmen des ersten Vorschlages wurde für den relativen Marktwert der Windenergie der Begriff Profilmfaktor verwendet. Um eine Verwechslung mit dem Begriff Profilservice zu vermeiden wird im Folgenden der Begriff Wertigkeitsfaktor anstelle des Begriffes Profilmfaktor verwendet.

Profilservice: Im Bereich der Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern werden die durch die in Deutschland deutlich ausgeweiteten Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber verfügbaren Daten genutzt, um die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern zu bestimmen.

Handelsabwicklung: Die dritte Komponente sind die Kosten der eigentlichen Vermarktung. Hierzu gehören neben den Gebühren für Marktzugänge und Transaktionen auch die personellen und technischen Voraussetzungen für eine Teilnahme am Stromhandel und die informationstechnische Anbindung der Erzeugungsanlagen.

Aufbauend auf dieser Analyse werden die zentralen Anforderungen für eine effektive und kostengünstige Förderung und Marktintegration erneuerbarer Energien im Rahmen des gleitenden Prämienmodells herausgearbeitet. Ziel ist es ein Fördersystem zu entwickeln, das die Vorteile des Einspeisesystems wie z.B. die hohe Investitionssicherheit erhalten kann und gleichzeitig die Marktintegration von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ermöglicht.

2.1 Wertigkeit des EEG Stromes

2.1.1 Berechnungsmethodik

Ein zentraler Vorteil des vorgeschlagenen Modells ist die Kopplung an den relativen Marktwert. Die Kopplung an den relativen Marktwert bedeutet, dass der Marktwert eines Einspeiseprofiles immer auf das generelle Marktpreisniveau eines Zeitraums bezogen wird. Somit werden Unsicherheiten, die durch die generelle Schwankung des Marktpreisniveaus entstehen eliminiert. Für die Parametrisierung des Marktprämienmodells ist die Bestimmung des relativen Marktwertes für den sogenannten Wertigkeitsfaktor von besonderer Bedeutung. Im Folgenden soll der relative Marktwert der verschiedenen Technologien bestimmt und Vorschläge für die Parametrisierung des Modells gemacht werden. Der relative Marktwert einer Technologie wird dabei bestimmt in dem die Summe der stündlichen Verkaufserlöse durch die erzeugte Strommenge geteilt und in Bezug zum durchschnittlichen Marktpreis gesetzt wird.

Formel 1: Berechnung des relativen Marktwertes

$$\text{RelativerWert} = \frac{\sum \text{Einspeisung}_h \cdot \text{Preis}_h}{\sum \text{Einspeisung}_h} \bigg/ \frac{\sum \text{Preis}_h}{\text{Anzahl der Stunden}}$$

Legende: h=Stunde

Im Rahmen der Analyse ist es sinnvoll zwischen den Technologien mit fluktuierender Einspeisung (Wind, PV) und den regelbaren bzw. gleichmäßigen Einspeisern zu unterscheiden.

2.1.2 Wertigkeit des Windstroms

Auf Basis der veröffentlichten Daten zur Windenergieeinspeisung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber lässt sich der Marktwert der Windenergie bestimmen. In **Abbildung 2** ist der relative Marktwert der Windenergie für die Jahre 2006 bis 2009 dargestellt. Zusätzlich ist in Tabelle 1 die Entwicklung der Stromerzeugung der Windenergie dargestellt. Der jährliche relative Marktwert schwankt zwischen 87.8% und 94.5%. Der erwartete Trend aus den Jahren 2006 und 2007, dass mit steigender Windproduktion auch der relative Marktwert sinkt, hat sich im Jahr 2008 nicht fortgesetzt. Die Ursachen für dieses uneinheitliche Bild können in stark veränderten Brennstoffpreisrelationen, dem starken PV-Ausbau und den ertragsärmeren Windbedingungen liegen. Ein stärkeres Absinken des relativen Marktwertes in einem sehr ertragsstarken Windjahr ist jedoch durchaus möglich.

Die Analyse auf monatlicher Ebene ergibt ebenfalls ein etwas uneinheitliches Bild. Die Ergebnisse für den Monatsmittelwert des relativen Wertes der Windenergie sind in **Abbildung 3** dargestellt. Viele Monatsmittelwerte liegen in einem Korridor von 85%-95%. Es gibt allerdings einige deutliche Abweichungen mit Werten oberhalb von 100% und unterhalb von 80%. Insbesondere bei den sehr niedrigen Werten ist keine direkte saisonale Tendenz erkennbar. Somit ist eine Prognose solcher Werte im Vorhinein schwer möglich.

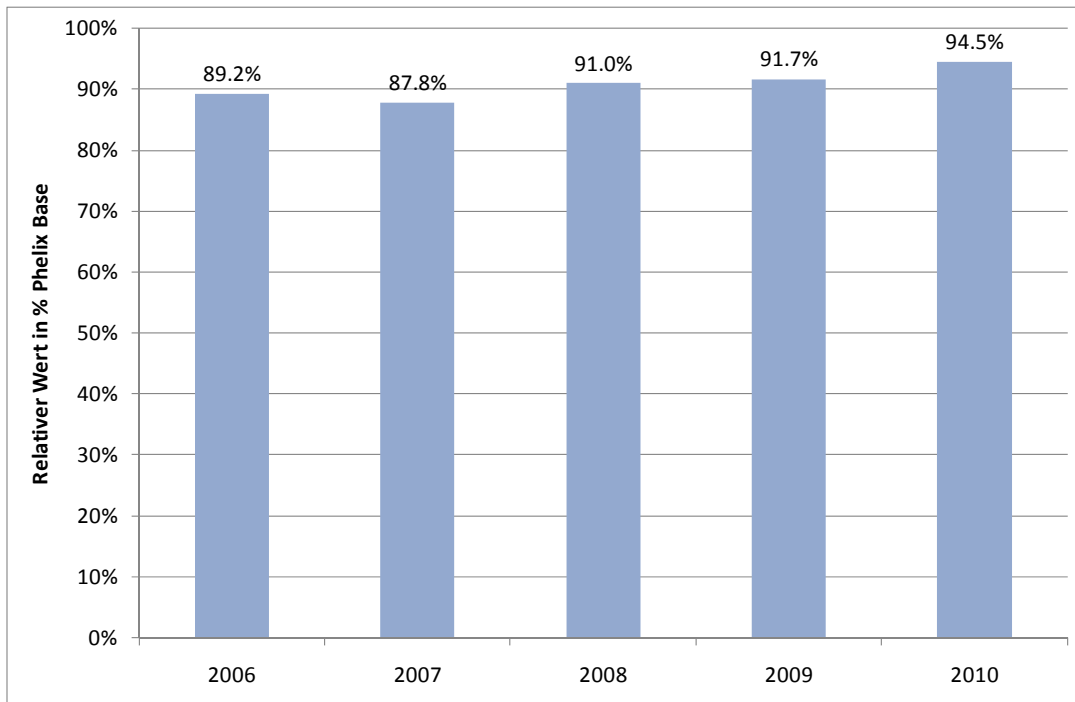


Abbildung 2: Relativer Wert der Windenergie (Jahresmittelwert)

Tabelle 1: Jährliche Stromproduktion der Windenergie in Deutschland in TWh

2006	2007	2008	2009	2010
30,7	39,7	40,6	37,8	35,8

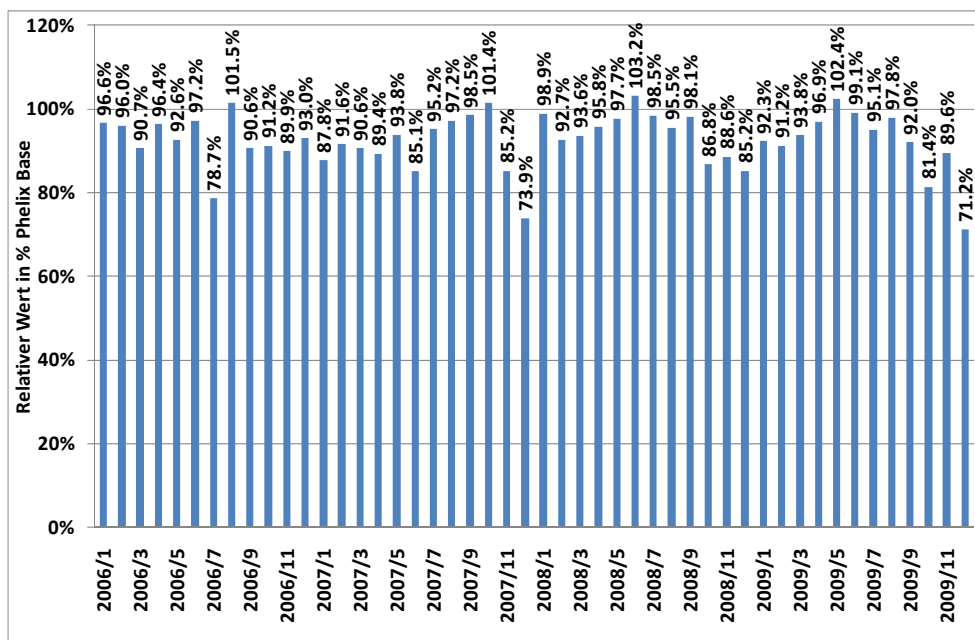


Abbildung 3: Relativer Wert der Windenergie (Monatsmittelwert)

2.1.3 Wertigkeit des PV-Stroms

Die Einspeisung der PV ist direkt von der Solarstrahlung abhängig und verfügt damit über einen ausgeprägten Tagesgang. Derzeit gibt es keine veröffentlichte stundenscharfe Zeitreihe der bundesweiten Einspeisung der PV. Als Datenquellen für die Analyse stehen zwei Quellen zur Verfügung. Der Netzbetreiber 50 Hertz veröffentlicht auf seiner Webseite das Einspeiseprofil der PV in seiner Regelzone. Dieses Datenprofil ist für das Jahr 2008 und 2009 verfügbar. Zusätzlich verfügt das Fraunhofer-ISI über ein eigenes PV Modell das auf Basis von Strahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und Satellitenmessdaten² eine bundesweite Einspeisung der Solarenergie errechnen kann. Im Rahmen dieser Analyse werden die Hochrechnungen der Jahre 2006 bis 2008 berücksichtigt. In Abbildung 4 ist der Tagesgang der PV dargestellt. Eine Darstellung des Jahresganges findet sich in Abbildung 5. Die Darstellung des Jahresmittelwertes im Tagesgang der PV zeigt keine deutlichen Unterschiede zwischen den Zeitreihen. Die maximale Differenz beträgt 0,5%. Ein Großteil der PV Produktion erfolgt in den Mittagsstunden.

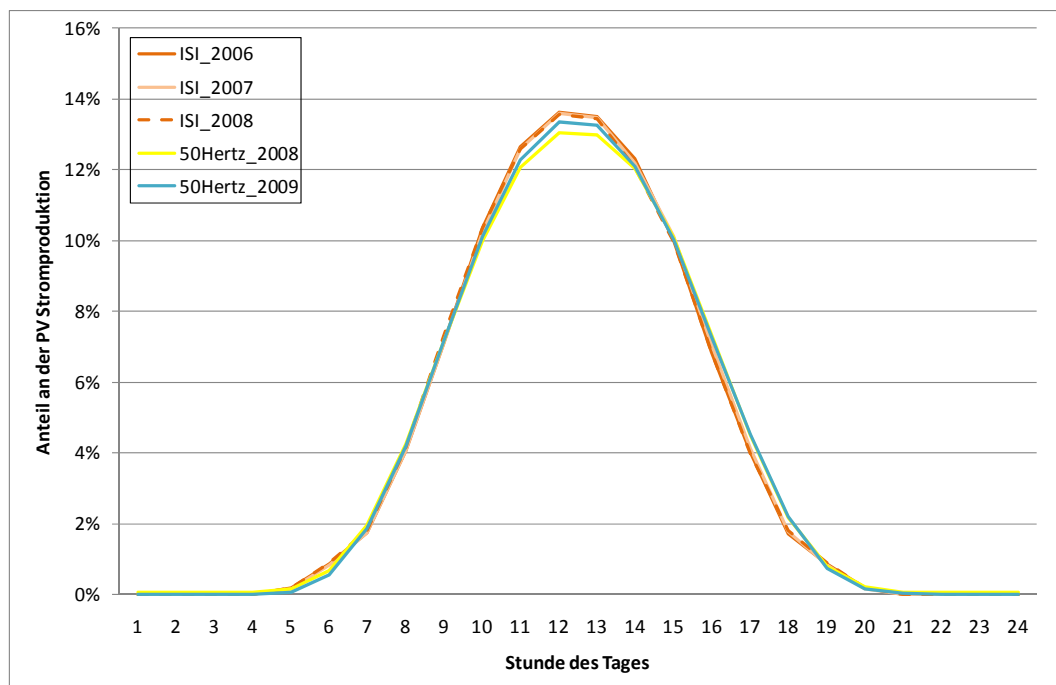


Abbildung 4: Tagesgang der PV Produktion als Jahresmittelwert³

² Soda 2011: http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_pay_eng.php. Kommerzieller Datensatz zur Solarstrahlung

³ Datenquellen: Datenquellen: 50Hertz Transmission GmbH (2010) Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung, http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm und eigene Berechnungen auf Basis von DWD Daten, Eigene Berechnungen auf Basis von DWD

Die Darstellung der monatlichen Stromerzeugung offenbart jedoch deutliche Unterschiede zwischen den Zeitreihen. Die höchste PV Produktion wird in den Sommermonaten erreicht. In einigen Jahren wird das Maximum jedoch in den Frühlingsmonaten erreicht. Hier zeigt sich der Einfluss der Wetterlage, insbesondere der Bewölkung, die zwischen den einzelnen Jahren deutlich schwanken kann.



Abbildung 5: Monatliche Stromerzeugung der PV4

Auf Basis der verfügbaren Zeitreihen kann der relative Wert der PV ermittelt werden. Die Ergebnisse der Berechnung des relativen Wertes sind in Tabelle 2 dargestellt. Die Darstellung zeigt, dass der Wert der PV in den einzelnen Zeitreihen zwischen 116% und 133% schwankt. Insgesamt ergibt sich ein mittlerer Wert von 123%.

Tabelle 2 : Relativer Wert des PV Stromes

Kategorie	ISI_2006	ISI_2007	ISI_2008	50 Hertz_2008	50 Hertz_2009	Mittel
Relativer Wert	133%	116%	124%	125%	114%	123%

Quelle: Eigene Berechnungen Fraunhofer ISI

⁴ Datenquellen: 50Hertz Transmission GmbH (2010) Zeitlicher Verlauf der EEG-Strom-einspeisung, http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm und eigene Berechnungen auf Basis von DWD Daten

Die jahreszeitlichen Schwankungen des PV Wertes bewegen sich im Rahmen der Schwankungen des relativen Marktmittelwertes. Eine Übersicht findet sich in **Abbildung 6**. Besonders Auffällig ist der Wert der PV im Juli 2006 Dieser außerordentlich hohe Wert der PV ist durch einzelne extreme Preisspitzen an der EEX zu erklären, die während der Mittagszeit auftraten und Werte von bis zu 2000 €/MWh erreichten. Ein solches Ereignis hat sich allerdings im Laufe des Betrachtungszeitraumes nicht wiederholt. Der hohe Marktwert der PV im Juli 2006 von 165% Phelix Base erklärt auch den leicht erhöhten Jahreswert der PV im Jahre 2006. Der leicht niedrigere Jahresmittelwert der PV im Jahre 2007 liegt insbesondere am starken Preisanstieg gegen Ende des Jahres, dem nur eine sehr geringe PV Stromerzeugung gegenüber steht.

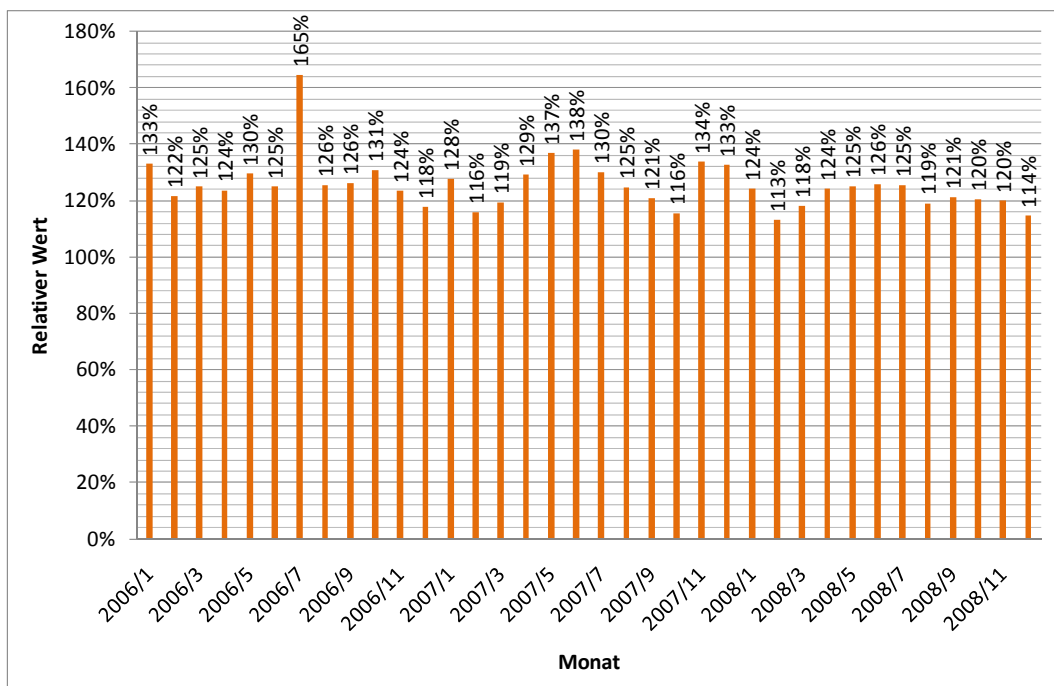


Abbildung 6: Monatsmittelwerte des relativen Wertes der PV Einspeisung

Insgesamt zeigen sich in den Datensätzen der PV deutliche Schwankungen des relativen Wertes. Auf jährlicher Ebene liegen die Schwankungen in der Größenordnung von 20 Prozentpunkten.

2.1.4 Wertigkeit der regelbaren Einspeisung

Unter der Kategorie der regelbaren Einspeisung werden alle auf Biobrennstoffen basierten Technologien, Geothermie und Wasserkraft zusammengefasst. Im Bereich der Biobrennstoffe und der Geothermie liegt nahe, dass die Einspeisung weitgehend konstant ist und somit ein relativer Wert von 100% erreicht wird. Im Bereich der KWK-Anlagen können hier leichte Abweichungen entstehen, die jedoch von der einzelnen Anlage (z.B. Auslegung und zu versorgendes Wärmeprofil) abhängig sind. Die Einspeisung der Wasserkraft ist zum großen Teil von den saisonalen Wasserständen der Flüsse abhängig. Eine Analyse der veröffentlichten Daten zur monatlichen Stromerzeugung und zum Tagesgang legen jedoch nahe, dass der Marktwert der Wasserkraft mit 100% angesetzt werden kann. Eine Darstellung der Analyse des relativen Wertes des Wasserkraft und der Biomasse findet sich im Anhang.

2.1.5 Konsequenzen für die Umsetzung des Modells

Die Analyse der Wertigkeit der Stromerzeugung der verschiedenen Technologien zeigt, dass die ex ante Bestimmung der Wertigkeit der Stromerzeugung von PV und Windenergie mit gewissen Unsicherheiten behaftet ist. Im Rahmen der Parametrisierung der Marktprämie kann dieser Aspekt durch zwei verschiedene Ansätze berücksichtigt werden.

2.1.5.1 Höhere Sicherheitsabschläge

Eine Möglichkeit, die Unsicherheit bei der Wertigkeit der Stromerzeugung zu berücksichtigen ist eine großzügigere (also niedrigere) Auslegung der Wertigkeitsfaktoren im Modell. Dieser Weg wurde beim ersten Vorschlag zur Marktprämie gewählt. Dabei ist zu beachten, dass die Sicherheitsabschläge relativ hoch ausfallen müssen, da die Vermarkter mögliche Verluste bei ungünstiger Entwicklung der Wertigkeit absichern müssen. Allerdings führt ein großzügig ausgelegter, also niedrigerer Wertigkeitsfaktor für Wind und PV zu systematischen Mehrkosten gegenüber der derzeitigen EEG Wälzung. So würde z.B. ein vermutlich notwendiger Sicherheitsabschlag von mindestens 5% Phelix Base oder ca. 2.5€/MWh bei der Windenergie mit einer Stromerzeugung von ca. 50,5 TWh zu Mehrkosten von ca. 126 Mio. € führen, unter der Voraussetzung dass alle Windenergieanlagen ins das Modell wechseln.

2.1.5.2 Expost Bestimmung

Eine Möglichkeit das Risiko für die Vermarkter deutlich zu reduzieren und mögliche Mehrkosten zu eliminieren ist die ex post Bestimmung des Wertigkeitsfaktors der Windenergie. Hierzu wäre folgendes Verfahren möglich: Auf Basis der Ist-Hochrechnung der Einspeisung aller deutschen Windenergieanlagen bestimmen die BNetzA oder die ÜNB nach Ablauf einer Monats den relativen Wert der bundesdeutschen Windeinspeisung. Dieser relative Wert wird als zur Grundlage der Berechnung der Zahlungen der Marktprämie für den vorangegangenen Monat verwendet. Für den Vermarkter bleibt somit lediglich das Risiko, dass das eigene Profil nicht ganz die Wertigkeit des Profils der ÜNB erreicht. Dieses Risiko ist allerdings deutlich niedriger als die Risiken der generellen Fluktuation der Wertigkeit.

2.1.6 Empfehlung

Zur Begrenzung der Kostenwirkung des Modells auf das EEG Konto wird empfohlen den Wertigkeitsfaktoren ex post zu bestimmen. Somit ergibt sich für den Wertigkeitsfaktor des EEG Stroms folgendes Bild.

Tabelle 3 Wertigkeitsfaktoren der EE-Technologiegruppen

	<i>Wertigkeitsfaktor</i>	
Jahr	Wind & PV	Regelbare EE
2012	monatlich ex post auf Basis der Hochrechnung der bundesweiten Einspeisung und den stundenscharfen EEX Preisen	100%
2013		100%
2014		100%
2015		100%

2.2 Profilservice

Ein weiterer zentraler Faktor bei der Vermarktung von erneuerbarem Strom ist der Ausgleich von Prognosefehlern. Hier muss ebenfalls zwischen fluktuierenden und regelbaren Energieträgern unterschieden werden. Während im Bereich der regelbaren Anlagen nur sehr geringe Kosten für die Einhaltung der Einspeiseprognose entstehen, spielt diese Kostenposition für Windenergie und PV eine bedeutendere Rolle. Der erste Schritt für die Festlegung einer Profilservicekomponente ist die Abschätzung der derzeitigen Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern durch die ÜNB. Im Rahmen der Prognose der EEG Kosten im Jahr 2011 ist dabei ein Wert von 412,2 Mio. € angegeben. Bezogen auf die fluktuierende Energiemenge von 71,35 TWh ergibt sich somit ein spezifischer Wert von 5,78 €/MWh oder ca. 11,4 % Phelix Base. In der Prognose für das Jahr 2010 lag der Wert bei 379,5 Mio. €. Bezogen auf die fluktuierende Energiemenge entspricht dieser Wert ca. 6,7 €/MWh oder ca. 12,5 % Phelix Base.

Tabelle 4 Vergleich der Kostenprognosen der ÜNB für Profilservice

	Kostenprognose für das EEG Konto 2010	Kostenprognose für das EEG Konto 2011
Gesamtkosten	379,5 Mio. €	412,2 Mio. €
Strommenge Wind	48,35 TWh	51,95 TWh
Strommenge PV	8,3 TWh	19,4 TWh
Fluktuierende	56,65 TWh	71,35 TWh
Spezifische Kosten	6,7 €/MWh	5,78 €/MWh
Phelix Base	53,65 €/MWh	50,74 €/MWh
Spezifische Kosten	12,5% Phelix Base	11,4 % Phelix Base

Bei der Bewertung dieser Werte sind zwei Aspekte zu berücksichtigen. Die Zahl enthält vermutlich keine Kosten für Anlagen ohne gemessenes Lastprofil. Eine Berücksichtigung dieses Aspektes könnte die anzusetzenden spezifischen Kosten erhöhen. Auf der anderen Seite liefert diese Prognose keine eindeutige Aussage über die Kosten. Da dieser Wert als Benchmark für die ÜNB dient, könnten die realen Kosten niedriger liegen. Eine vorläufige Auswertung der ÜNB-Veröffentlichungen zum EEG Konto und eine Analyse auf Basis typischer Prognosefehler und der Preisdifferenzen zwischen den Märkten legen nahe, dass die spezifischen Kosten für den Profilservice der Windenergie auch im Bereich von 4-5 €/MWh bzw. 8-10% Phelix Base liegen könnten. Für eine detaillierte Darstellung der Ableitung dieses Wertes wird auf die Darstellungen im Anhang verwiesen. Durch den zeitlichen Verzug und eine fehlende Differenzierung der Darstellungen im EEG Konto lässt derzeit leider kein exakter Wert ermitteln. Die Bandbreite der Ergebnisse liegt im Bereich von 4-8 €/MWh bzw. im Bereich von 8-16% Phelix Base.

2.2.1 Empfehlung

Aufgrund der Schwierigkeiten bei der Bestimmung der exakten Referenzkosten für den Profilservice der ÜNB wird vorgeschlagen sich an der Prognose der spezifischen Kosten für das Jahr 2011 zu orientieren. Der Basiswert für die Profilservicekomponente läge also bei **5,8 €/MWh**. Dieser kann bis zur nächsten EEG Novelle konstant gehalten werden oder im Rahmen jeder neuen Prognose für das EEG Konto entsprechend angepasst werden. Aufgrund der fehlenden exakten Datenlage zu Fehlern der PV Prognose und ihrer Korrelation mit den Märkten wird empfohlen PV und Windenergie bei der Bestimmung der Kosten des Profilservice vorerst gleich zu behandeln.

Zur Förderung der Einführung des Modells scheint es notwendig die Rentabilität des Modells großzügiger zu bemessen, da neuen Marktteilnehmern eine gewisse Lernphase zugestanden werden sollte und auch die bestehenden Risiken erst durch Erfahrung besser eingeschätzt werden können. Für eine großzügigere Bemessung der Prämie in der Anfangsphase spricht auch die hohe Bandbreite der Schätzungen für die Profilservicekomponente. Außerdem verringern sich die Kosten für den Profilservice mit zunehmender Größe des Portfolios eines Vermarkters. In der Anfangsphase nach der Einführung des Modells der gleitenden Marktprämie ist jedoch noch mit kleinen bis mittleren Portfolios zu rechnen. Die Ermöglichung der Startphase der Vermarktung spricht somit weiterhin für eine etwas großzügigere Bemessung dieser Komponente zum Beginn. Zur Einführung des Modells wird deshalb folgendes Verfahren vorgeschlagen. Im ersten Jahr der Einführung wird ein Bonus von 3.2 €/MWh gewährt. Dieser Bonus wird in der Folgezeit schrittweise um 1 Euro pro Jahr abgesenkt. Bei einer Einführung des Modells zum Jahr 2012 ergibt sich damit folgendes Bild:

Tabelle 5 Profilservicekomponente

Jahr	Wind & PV	Regelbare
2012	5,8*+3,2=9 €/MWh	0
2013	5,8*+2,2=8 €/MWh	0
2014	5,8*+1,2=7 €/MWh	0
2015	5,8*+0,2=6 €/MWh	0

* Der Basiswert von 5.8 €/MWh könnte auch, wie skizziert, an die jeweilige ÜNB Prognose angepasst werden um ggf. auch dort Lerneffekte zur berücksichtigen

2.3 Kosten für Handelsteilnahme

Im Rahmen der Vermarktung von EEG-Strommengen entstehen verschiedene Kosten. Hierzu gehören Kosten für den Marktzugang, Transaktionskosten, Personalkosten, Kosten für Technik und Büros und auf der Seite der Anlagen die Kosten für die Einbindung der EEG Anlagen ins IT System. Im Rahmen des ersten Vorschlages zur Marktprämie war hierzu eine fixe Prämie von 3 €/MWh für fluktuierende Anlagen vorgesehen. Aus dieser fixen Prämie muss auch der Anreiz für den Anlagenbetreiber zum Wechsel in die Vermarktung finanziert werden. Im Rahmen der Parametrisierung der Marktprämie muss dabei zwischen der Rentabilität des Modells für die Vermarkter und den Kosten für das EEG Konto abgewogen werden. Ein weiterer Aspekt ist hierbei auch die Bandbreite der teilnehmenden Akteure. Eine großzügigere Gestaltung der Parameter ermöglicht auch kleineren Akteuren die Teilnahme. Allerdings erhöhen sich somit auch die Kosten des Modells. Eine Differenzierung der Prämie zur Abdeckung der Handelskosten nach Portfoliogröße ist auch denkbar. So könnte die Höhe der Prämie nach der erzeugten EEG Strommenge im Vermarktungspool differenziert werden. Allerdings würde eine solche Ausgestaltung des Modells die Komplexität erhöhen. Weiterhin bleibt fraglich, wie die ggf. missbräuchliche Aufspaltung eines größeren Pools in kleinere Pools sicher verhindert werden kann. Insbesondere im Rahmen der Einführung des Modells müssen entsprechende Geschäftsprozesse neu entwickelt und Risikopositionen gemanagt werden. In diesem Zusammenhang wird insbesondere in der Einführungsphase des Marktprämienmodells mit deutlichen Lerneffekten gerechnet.

2.3.1 Empfehlung

Für Windenergie und PV wird deshalb folgende Parametrisierung vorgeschlagen. Die Basisvergütung für die Handelskosten beträgt 1€/MWh. Dieser Wert wird durch einen

Einführungsbonus um 2 €/MWh auf 3 €/MWh im Jahr 2012 angehoben. Dieser Einführungsbonus sinkt im Jahr 2013 auf 1 €/MWh, im Jahr 2014 auf 0,5 €/MWh und im Jahr 2015 auf 0 €/MWh.

Für den Bereich der übrigen Anlagen wird angenommen, dass zusätzliche Erlöse durch die Verlagerung der Einspeisung generiert werden können. Für die Abdeckung der Einführung der neuen Geschäftsprozesse scheint es jedoch auch hier sinnvoll einen Einführungsbonus zu gewähren, der im Jahr 2012 1€/MWh beträgt und jährlich um 0,25 €/MWh abgesenkt wird.

Insgesamt ergibt sich damit für die Handelskomponente folgende Vergütungsstruktur.

Tabelle 6 Höhe der Handelskomponente

Jahr	Wind & PV	Regelbare
2012	1+2=3 €/MWh	1 €/MWh
2013	1+1=2 €/MWh	0,75 €/MWh
2014	1+0,5=1,5 €/MWh	0,5 €/MWh
2015	1+0=1 €/MWh	0,25 €/MWh

2.4 Vereinfachung und Gesamtüberblick

Da die Profilservicekomponente und die Handelskomponente beide in €/MWh angegeben werden, können Sie zur Vereinfachung des Modells zusammengefasst werden. Somit ergibt sich für eine so zusammengefasste Management-Prämie folgendes Bild.

Tabelle 7 Höhe der Management- Prämie

	Wind & PV	Regelbare
2012	5,8*+6,2=12€/MWh	1 €/MWh
2013	5,8*+4,2=10€/MWh	0,75 €/MWh
2014	5,8*+2,7=8,5€/MWh	0,5 €/MWh
2015	5,8*+1,2=7€/MWh	0,25 €/MWh

* Der Basiswert von 5,8 €/MWh könnte auch, wie skizziert an die jeweilige ÜNB Prognose angepasst werden um ggf. auch dort entstehende Lerneffekte zur berücksichtigen

2.5 Gesamtüberblick zur Marktprämie

Die vereinfachte gleitende Marktprämie wird somit aus folgenden Bestandteilen berechnet; der Vergütung inkl. aller Boni, einem Benchmark für die Vermarktungserlöse und einer Managementprämie. Eine Darstellung der Formel findet sich in der folgenden Abbildung:

Abbildung 7 Formel für die vereinfachte Marktprämie:

$$\text{Marktprämie} = \text{EEG Vergütung} - \text{Wertigkeitsfaktor} * \text{Marktpreis} + \text{Managementprämie}$$

Benchmark für Markterlöse
Profilservice & Handelskosten

Der Benchmark für die Vermarktungserlöse wird ex post berechnet, indem der Monatsmittelwert des Marktpreises an der EEX für den abzurechnenden Monat ex post berechnet wird. Der Wertigkeitsfaktor wird für die Technologien Wind und PV anhand der bundesweiten Einspeisungen der Technologien und den stundenscharfen Marktpreisen in derselben zeitlichen Taktung wie der mittlere Marktpreis ermittelt. Die Werte können von den ÜNB ermittelt und auf dem gemeinsamen Internetauftritt zum EEG veröffentlicht werden. Die korrekte Ermittlung der Werte sollte von der BNetzA kontrolliert werden. Die Managementprämie wird als fixe Prämie gezahlt. Im Gesamtüberblick ergibt sich damit folgende Parametrisierung des Modells.

Tabelle 8 Übersicht zur Parametrisierung der gleitenden Marktprämie

	Wertigkeitsfaktor		Marktpreis	Management-Prämie	
Jahr	Wind & PV	Regelbare EE		Wind & PV	Regelbare EE
2012	monatlich ex-post auf Basis der Hochrechnung der bundesweiten Einspeisung und den stundenscharfen EEX Preisen	100%	monatlich ex-post auf Basis der stundenscharfen EEX Preise	5,8*+6,2=12€/MWh	1 €/MWh
2013		100%		5,8*+4,2=10€/MWh	0,75 €/MWh
2014		100%		5,8*+2,7=8,5€/MWh	0,5 €/MWh
2015		100%		5,8*+1,2=7€/MWh	0,25 €/MWh

Eine weitere spezifische Frage bzgl. der Ausgestaltung des Modells ergibt sich für den Fall von Erzeugungsmanagement. Auch Anlagen im Bereich der Marktprämie können im Fall von Netzengpässen abgeregelt werden. In diesen Situationen wird eine Gleichbehandlung der Anlagen im Rahmen der Marktprämie mit den übrigen Anlagen im Bereich des EEG-Festpreissystems vorgeschlagen. Das heißt, dass für den Fall des Erzeugungsmanagements die Summe aus gleitender Marktprämie und mittlerem Strompreis vergütet wird. Weiterhin ist zu diskutieren, wie mit den Risiken einer durch Erzeugungsmanagement verursachte Bilanzkreisabweichung des Vermarkters zu verfahren ist.

3 Abschätzung der Mehrkosten des Marktprämienmodells

Abschließend möchten wir eine Schätzung der maximal zu erwartenden Mehrkosten des Marktprämienmodells auf Basis der oben vorgeschlagenen Ausgestaltungsparameter ableiten. Die hierfür zu beachtenden zentralen Parameter sind:

- Gesamte Stromerzeugung der verschiedenen EE-Technologien
- Anteil der Stromerzeugung je Technologien in der gleitenden Marktprämie
- Mehrkosten je Technologiegruppe durch die Teilnahme an der gl. Marktprämie

Die erwartete Stromerzeugung der verschiedenen EE-Technologien wurde wie in Tabelle 9 gezeigt auf Basis der ÜNB Mittelfristprognose geschätzt.

Tabelle 9: EE-Stromerzeugung nach ((eeg-kwk.net 2010)) in TWh

Jahr	Wasser	Gase	Biomasse	Geothermie	Wind		Solar
					Onshore	Offshore	
2011	6,067	1,993	27,777	0,062	48,791	1,147	18,762
2012	6,499	1,943	29,384	0,111	51,316	2,036	26,113
2013	6,8	1,9	30,582	0,177	53,725	5,916	29,53
2014	7,079	1,862	31,998	0,268	56,116	13,427	32,176
2015	7,362	1,829	32,859	0,366	58,487	19,452	35,284

Bezüglich der geschätzten maximalen Durchdringung bzw. des Anteils der verschiedenen Technologien an der Direktvermarktung wurden die in Tabelle 10 dargestellten Werte verwendet. Hierbei wurde berücksichtigt, dass für kleinere Anlagen bzw. kleine Windparks eine Teilnahme an der Direktvermarktung zunächst mit erheblichen Diffusionshemmnissen verbunden ist. So müssen die Anlagenbetreiber neue Vertragsbeziehungen mit den Vermarktern eingehen. Für den Bereich der nicht regelbaren erneuerbaren Energien ergeben sich aus zwei Gründen zusätzliche Risiken durch die Direktvermarktung. Zunächst müssen die Vermarkter die Prognosegüte für deren jeweiliges Anlagenportfolio absichern.

Weiterhin sind Differenzen zwischen Wertigkeitsfaktor des spezifischen Anlagenportfolios und dem des gesamten ÜNB-Portfolios abzusichern. Daher ist davon auszugehen, dass insbesondere für den Bereich Wind onshore die Vielzahl von Betreibern kleinerer Windparks erst nach einer gewissen Lernphase in dieses Modell wechselt. Im Bereich Wind-offshore kann hingegen davon ausgegangen werden, dass aufgrund der geringen Anzahl der Projekte und der erwarteten Akteursstruktur sehr schnell eine vollständige Teilnahme der Anlagenbetreiber an der Marktprämie erreicht werden kann. Ein deutlich langsamerer Wechsel in die Marktprämie ist für die Photovoltaik zu erwarten, da der Großteil der Anlagen im Bereich unterhalb 1 MW liegt und somit erhebliche Transaktionskosten mit der Vermarktung dieser Anlagen verbunden wären.

Tabelle 10: Abschätzung des maximalen Anteils verschiedener Technologien an der Direktvermarktung

	Regelbare EE	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik
2012	90%	40%	100%	10%
2013	95%	60%	100%	15%
2014	100%	80%	100%	20%
2015	100%	100%	100%	25%

In Tabelle 11 sind die spezifischen Mehrkosten der Marktprämie im Vergleich zum Wälzungsmechanismus gezeigt. Wie bereits oben erläutert, ist für die Einführung des Modells in den ersten drei Jahren eine Lernphase vorgesehen. Diese führt dazu, dass die Mehrkosten des Modells im ersten Jahr bei etwa 1 €/MWh für regelbare erneuerbare Energien und bei etwa 6 €/MWh für fluktuierende Technologien liegen. Diese Beträge werden jedoch schnell abgeschmolzen, so dass das Modell ab 2015 nahezu kostenneutral ist.

Tabelle 11: Spezifische Mehrkosten der Marktprämie im Vergleich zum Wälzungsmechanismus in €/MWh

	Regelbare EE	Wind Onshore	Wind Offshore	Photovoltaik
2012	1	6,2	6,2	6,2
2013	0,75	4,2	4,2	4,2
2014	0,5	2,7	2,7	2,7
2015	0,25	1,2	1,2	1,2

Auf Basis der in Tabelle 10 und Tabelle 11 angegebenen Werte ergeben sich dann die maximal zu erwartenden Mehrkosten des Modells gegenüber dem Wälzungsmechanismus wie in Tabelle 12 gezeigt. Dabei ist diese Abschätzung als

eine Obergrenze der möglichen Kosten zu bewerten, da aus unserer Sicht eine extrem schnelle Diffusion des Modells unterstellt wurde (siehe Tabelle 10). Somit belaufen sich die maximal zu erwartenden Mehrkosten des Modells auf etwa 200 Mio. € pro Jahr für die Jahre 2012-2014. Grund für den annähernd konstanten Verlauf der maximalen Mehrkosten ist das Wechselspiel zwischen sinkenden spezifischen Mehrkosten einerseits und dem rasch ansteigenden Volumen erneuerbarer Energien und des maximalen relativen Anteils der Marktprämie andererseits. Nach 2015 ist mit einem weiteren deutlichen Rückgang der Mehrkosten auf etwa 100 Mio. € pro Jahr zu rechnen selbst unter der Annahme, dass dann bis auf den Bereich der Photovoltaik die Diffusion der Marktprämie 100% beträgt.

Tabelle 12: Abschätzung der maximal zu erwartenden Mehrkosten der Marktprämie im Vergleich zum Wälzungsmechanismus in Mio. €

Jahr	2012	2013	2014	2015
Mehrkosten [Mio. €]	190	207	195	115

4 Nutzen des Marktprämienmodells

Den im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Kosten stehen verschiedene Nutzenkomponenten gegenüber. Durch das Marktprämienmodell entsteht eine breite Marktintegration erneuerbarer Energien. Dies führt zu zusätzlichen Nutzen im Stromversorgungssystem. Die einzelnen Elemente lassen sich wie folgt zusammenfassen, auch wenn nicht alle Komponenten quantifizierbar sind:

- Durch Verstetigung und bedarfsgerechte Einspeisung als Reaktion auf Marktpreise leisten die erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Systemintegration und Effizienzsteigerung im Stromversorgungssystem. Consentec und r2b ((Consentec, r2b 2010)) errechnen in einem Gutachten hier für das Jahr 2015 Einsparungen im konventionellen Versorgungssystem durch Lastverlagerung der EE von ca. 425 Mio. € bzw. 670 Mio. € im Jahr 2020.
- Durch die Preisreaktion der EE Anlagen innerhalb der Marktprämie wird das Risiko stark negativer Preise deutlich reduziert. Somit sinkt auch das Risiko erheblicher Mehrkosten durch negative Preise innerhalb der normalen EEG-Wälzung
- Das Marktprämienmodell erleichtert den EEG Akteuren den Zugang zu allen Strommärkten. Auch die Integration in die Regelenergiemärkte wird im Falle einer Marktintegration der EEG Anlagen deutlich erleichtert. Dabei wird insgesamt der Wettbewerb in den Strommärkten gestärkt, weil der EEG Strom von einer Vielzahl von Akteuren vermarktet wird und die Konzentration der Strommenge auf die ÜNB entfällt.

- Die langfristige Systemsicherheit wird insbesondere verbessert durch Anreize zu guten Einspeiseprognosen und Anreize zu effizienter Ausregelung von Prognosefehlern. Dadurch kann der Intradaymarkt gestärkt und Innovationen bei Lastmanagement und I&K Technologien angeregt werden. In Folge kann erwartet werden, dass langfristig die Kosten für Profilservice und Reservevorhaltung gesenkt werden,
- Es entstehen Anreize zum Pooling von EE Anlagen und Lasten und somit zur Bildung virtueller Kraftwerke.

Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH (2010) Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung, http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm
- Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU] (2009): Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung (Juni 2009). Online: http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen.pdf (Stand: 01.03.10 A.D.).
- 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). Online: <http://www.bgblportal.de/BGBL/bgbl1f/bgbl108s2074.pdf> (Stand: 07.11.2008).
- Bundesnetzagentur (2009): Festlegung zum Bilanzkreis nach dem Erneuerbaren Energien-Gesetz. (Stand: 14.01.2011).
- Consentec; r2b (2010): Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Gutachten im Auftrag des BMWI. Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/foerderung-direktvermarktung-und-einspeisung-von-strom.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Stand: 14.01.2011).
- destatis (2011): Statistisches Bundesamt. Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung. <http://www.destatis.de> (Stand: 14.01.2011).
- eeg-kwk.net (2010): Zusammenfassung Mittelfristprognose vom 15.11.2010. Online: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Zusammenfassung_Mittelfristprognose.pdf (Stand: 14.01.2011).
- entsoe (2010) Production data. <http://www.entsoe.eu/index.php?id=91> (Stand: 14.01.2011).
- European Energy Exchange [EEX] (2008): EEX Intraday Power Trading Version 2.0. Benutzerhandbuch. Online: <http://www.eex.com/de/document/14500> (Stand: 16.01.2008).
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2009): Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Online: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2009/papers/2D_3_SE_NSFUSS_F_P.pdf.
- Soda 2011: Kommerzieller Datensatz zur Solarstrahlung . http://www.soda-is.com/eng/services/services_radiation_pay_eng.php.

5 Anhang

5.1 Abschätzung der Kosten der Prognosefehler der Windenergie

Für eine Abschätzung der Kosten der Windprognosefehler müssen die abweichenden Energiemengen mit Preisen bewertet werden. Der Ausgleich erfolgt im Wesentlichen zweistufig. In einem ersten Schritt können Abweichungen über den Intraday-Markt ausgeglichen werden. Verbleibende Prognosefehler müssen dann mit Ausgleichsenergie bewertet werden. Entscheidend für eine Bestimmung der Kosten ist die Preisdifferenz zwischen dem day-ahead Markt, Intraday-Markt und Ausgleichsenergie. Diese soll im Folgenden analysiert werden.

5.1.1 Intraday-Markt

Eine erste Möglichkeit zum Ausgleich von Prognosefehlern ist der Intraday-Markt. Der Intraday-Markt der EEX ermöglicht seit 2006 einen Handel bis 75 min vor der physikalischen Lieferung (European Energy Exchange [EEX] 2008). Nach anfänglich sehr geringer Liquidität ist das Handelsvolumen im Laufe der letzten Jahre stark angestiegen. Eine zentrale Ursache hierfür dürfte die verstärkte Nutzung des Intraday-Marktes zum Ausgleich von Prognosefehlern der Windenergie durch die ÜNB sein.

In Tabelle 5-1 ist die Entwicklung des Handelsvolumens am Intraday-Markt dargestellt. Zum Vergleich ist die Entwicklung der energetischen Abweichung der veröffentlichten day-ahead Prognose der ÜNB dargestellt.

Tabelle 5-1: Handelsvolumen Intraday-Markt an der EEX

Jahr	Handelsvolumen	Zeitraum
	GWh	
2006	136	25.09.-31.12
2007	1404	Ganzes Jahr
2008	2292	Ganzes Jahr
2009	5662	Ganzes Jahr
2010	10207	Ganzes Jahr

(Quelle: EEX)

Es zeigt sich, dass das Handelsvolumen im Jahre 2010 erstmals die Energiemenge der veröffentlichten Prognosefehler der Windenergie übersteigt.

Tabelle 5-2: Abweichungen der veröffentlichten day-ahead Prognose

Jahr	Abweichung in GWh
2007	8051
2008	8146
2009	7259
2010	7377

Für eine Abschätzung der Kosten des Ausgleichs von Prognosefehlern ist letztlich entscheidend, wie groß der Preisspread zwischen Day-ahead- und Intraday-Markt in Abhängigkeit des Prognosefehlers der Windenergie ausfällt. Die Berechnung ergibt sich somit auf Basis folgender Formel:

$$\frac{\sum((Peex_i - Pintraday_i) * A_i)}{\sum|A_i|}$$

Legende: i=laufender Zeitindex, A=Abweichungen

Die Berechnung erfolgt dabei getrennt für Überschätzungen und Unterschätzungen der Windenergieeinspeisungen. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 5-3 dargestellt. Insgesamt zeigen sich deutliche Unterschiede in den Ergebnissen. Insbesondere die Jahre 2007 und 2008 weichen deutlich von den Ergebnissen für das Jahr 2009 und 2010 ab. Die Ursachen dürften im deutlich geringeren Handelsvolumen und der durch die Festlegung zum Bilanzkreis nach dem Erneuerbaren Energien-Gesetz der BNetzA vom Mai 2009 (Bundesnetzagentur 2009)veränderten Vermarktungspraxis durch die ÜNB liegen.

Tabelle 5-3: Preisspread für Windprognosefehler auf dem Intraday-Markt

Jahr	Preisspread		Mittel	Preisspread		Gesamt
	Überschätzt	Unterschätzt	EEX	Überschätzt	Unterschätzt	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	Phelix Base	Phelix Base	
2007	1,36	-0,87	37,99	3,6%	-2,3%	3,3%
2008	-0,05	-0,55	65,76	-0,1%	-0,8%	0,3%
2009	4,18	-3,78	38,85	10,8%	-9,7%	10,2%
2010	5,36	-5,40	41,71	12,8%	-12,9%	12,9%

Quelle: Eigene Berechnungen, * 2010 bis 09.08.2010

In den Jahren 2009 und 2010 zeigt sich sowohl absolut, als auch in Bezug auf das Marktpreisniveau ein Anstieg der Preisdifferenz zwischen Day-ahead- und Intraday-Markt.

Aufgrund der Tatsache, dass das Jahr 2010 bisher nicht vollständig analysiert werden kann, ist der Vergleich jedoch mit Unsicherheiten behaftet.

Da in der Analyse des Jahres 2010 die windstarken Herbst- und Wintermonate noch fehlen, kann davon ausgegangen werden, dass der Preisspread weiter ansteigt. Für eine erste Schätzung wird deshalb hier ein Wert von 15% angenommen.

5.1.2 Ausgleichsenergie

Ein Teil der Prognosefehler lässt sich nicht durch den Intraday-Markt ausgleichen. In diesem Fall muss Ausgleichsenergie bezogen werden. Auch hier ist für tatsächliche Kosten die Preisdifferenz zwischen day-ahead Preis und Ausgleichsenergie entscheidend. Dieser Preisspread lässt sich analog zum Preisspread des Intraday-Marktes berechnen. Allerdings muss dabei beachtet werden, dass die letzte Intraday-Prognose der ÜNB nicht veröffentlicht wird. Erst seit Sommer 2009 werden auch die Stände des EEG Bilanzkreises veröffentlicht. Diese können als Annäherung für die Qualität der letzten verwendeten Prognose dienen. Allerdings ist die Berechnung bisher nur bis Ende Mai 2010 möglich.

Tabelle 4 Preisspread zwischen Ausgleichsenergie und day-ahead Markt

Jahr	Preisspread		Mittel	Preisspread		Gesamt
	Überschätzt €/MWh	Unterschätzt €/MWh	EEX €/MWh	Überschätzt Phelix Base	Unterschätzt Phelix Base	
2010	17,12	-9,75	40,86	41,9%	-23,9%	35,1%

Insgesamt ergibt sich auf Basis der verfügbaren Daten ein Spread von 14.3 €/MWh bzw. ca. 35% bezogen auf den Phelix Base.

Analog zum Intraday Markt sollte auch für den Bereich der Ausgleichsenergie davon ausgegangen werden, dass der Spread für die windstarken Monate noch etwas ansteigen kann. Deshalb wird der Preisspread für das Jahr 2010 hier mit 40% abgeschätzt.

5.1.3 Kostenschätzung für typische Prognosefehler

Aus den vorangegangenen Berechnungen lassen sich Kenngrößen für derzeit übliche Prognosefehler der Day-ahead Prognose ableiten. Bezogen auf die Energiemenge ergeben sich damit folgende Orientierungsgrößen.

Bundesweite Prognose:	Ca. 19-22% MAE
Mittleres Portfolio:	Ca. 23%-30% MAE
Einzelwindpark:	Ca. 40% MAE

Für den Bereich der letzten Intraday Prognose ergibt sich folgende Bild. Die Bilanzkreisabweichung der ÜNB erreicht im Jahr 2010 bis Mai einen Wert von 16,3%. Heute

Prognosefehler im Bereich der 2h-ahead Prognose liegen etwas niedriger. Die 1h-ahead Prognose erreicht hier noch bessere Werte. Allerdings kann Sie durch die derzeitigen Handelsregeln der EEX mit 75 minütigem Vorlauf nicht mehr verwendet werden.

Tabelle 5-5: Orientierungswerte für typische Prognosefehler

	MAE	MAE
	2h ahead	1h
Bundesweit	11%	7%
Mittleres Portfolio	14-15%	10%
Einzelwindpark	28%	21%

Mit Hilfe der in Abschnitt 5.1 dargestellten Formel zur Berechnung der Prognosefehler lassen sich damit folgende Abschätzungen für die Kosten ableiten.

Tabelle 5-6: Abschätzung der relativen Kosten des Prognosefehlers

	Day-ahead		Letzte Prognose		Ergebnis %
	Fehler	Spread	Fehler	Spread	Phelix Base
Schätzung ÜNB-Werte⁵	20,68%	12,90%	16,30%	35,10%	8,39%
Ambitioniert	20%	15%	12%	37,50%	7,50%
Moderat	24%	15%	16%	40%	10,00%
Großzügig	30%	15%	20%	40%	12,50%

Bei einer Windenergiemenge von 50 TWh und einem Marktpreis von 50€/MWh ergeben sich damit folgende Werte als Anhaltspunkte für die absoluten Kosten.

⁵ Aufgrund der Datenverfügbarkeit können für die ÜNB nur die Werte bis Mai 2010 einbezogen werden

Tabelle 5-7: Abschätzung der Kosten für die Prognosefehler

	Ergebnis %	Phelix Base	Windmenge	Kosten
	Phelix Base	€	TWh	Mio.€
Schätzung ÜNB-	8,39%	50	50	210
Ambitioniert	7,50%	50	50	188
Moderat	10,00%	50	50	250
Großzügig	12,50%	50	50	313

5.1.4 Zukünftige Entwicklung der Kosten

Trotz der erwarteten Verbesserung der Prognosequalität ist die zukünftige Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet. Sinkenden Prognosefehlern steht dabei eine erhöhte Windenergieerzeugung gegenüber. Wenn das Wachstum der Windenergie höher ausfällt, als die Verbesserung der Prognosequalität könnte es zu einem Anstieg des absoluten Fehlers und damit auch der Preisdifferenzen zwischen den Märkten kommen. Insgesamt werden aber keine dramatischen Veränderungen der absoluten und relativen Kosten erwartet.

5.2 Analyse des relativen Wertes des Wasserkraftstromes

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 stundescharfer Jahreslastgang für die Wasserkraft verfügbar. Auf Basis der veröffentlichten Daten zur monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft⁷, lässt sich ein synthetisches Einspeiseprofil für die Wasserkraft errechnen. Ein Überblick zur monatlichen Stromerzeugung aus Wasserkraft für den Zeitraum von 2000-2009 findet sich in **Abbildung 5-1**. 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.

⁶ Aufgrund der Datenverfügbarkeit können für die ÜNB nur die Werte bis Mai 2010 einbezogen werden

⁷ Datenquelle: ENTOSE (2010) Production data. <http://www.entsoe.eu/index.php?id=91>

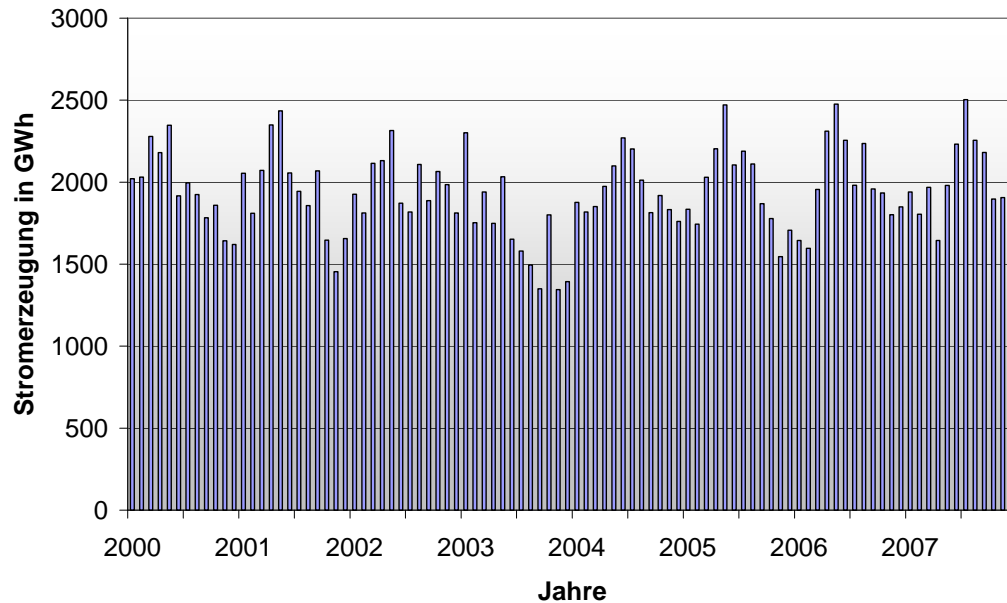


Abbildung 5-1: Monatliche Stromerzeugung der Wasserkraft in Deutschland 2000-2009

Eine Analyse der monatlichen Stromproduktion der Wasserkraft in Deutschland aus den Jahren 1991-2009 zeigt, dass im langjährigen Mittel ein gewisser Jahresgang die Stromerzeugung der Wasserkraft prägt. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft ist im Frühjahr und Frühsommer im Mittel leicht erhöht und sinkt im Herbst und Winter leicht ab. Eine grafische Darstellung des Jahresganges findet sich in Abbildung 5-2. Ein Vergleich dieses Jahresganges mit den Monatsmittelwerten an der EEX der Jahre 2001-2009 ergibt keine Indizien, dass der Wert der Wasserkraft stark von dem Wert des Phelix Base abweicht. In der reinen Betrachtung des Jahresganges liegt der Wert bei 99,5%. Zum Tagesgang der Laufwasserkraft sind lediglich vom statistischen Bundesamt veröffentlichte Daten für den 3. Mittwoch eines Monats verfügbar. In der Analyse der Profile ergibt sich ein leichter Tagesgang.

Der Tagesgang der Wasserkraft ist in Abbildung 5-3 dargestellt. In den Mittagsstunden zeigt sich eine leicht erhöhte Einspeisung mit einem Maximalwert von 103%. Dieses Ergebnis deutet auf einen sehr begrenzten Schwallbetrieb des Anlagenparks hin.

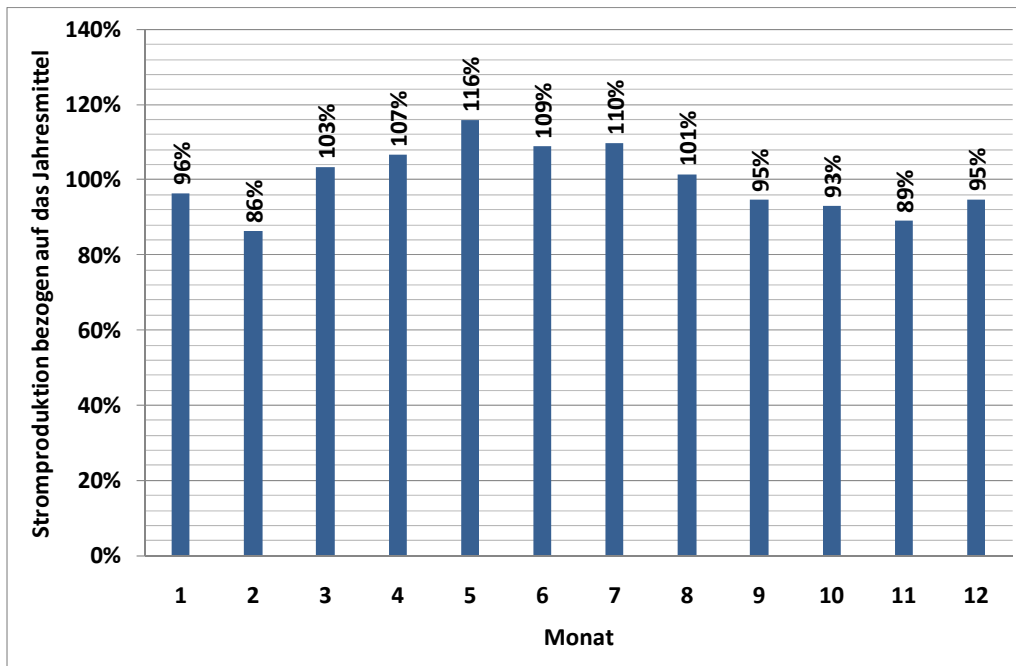


Abbildung 5-2: Stromproduktion der Wasserkraft im Mittel der Jahre 1991-2009⁸

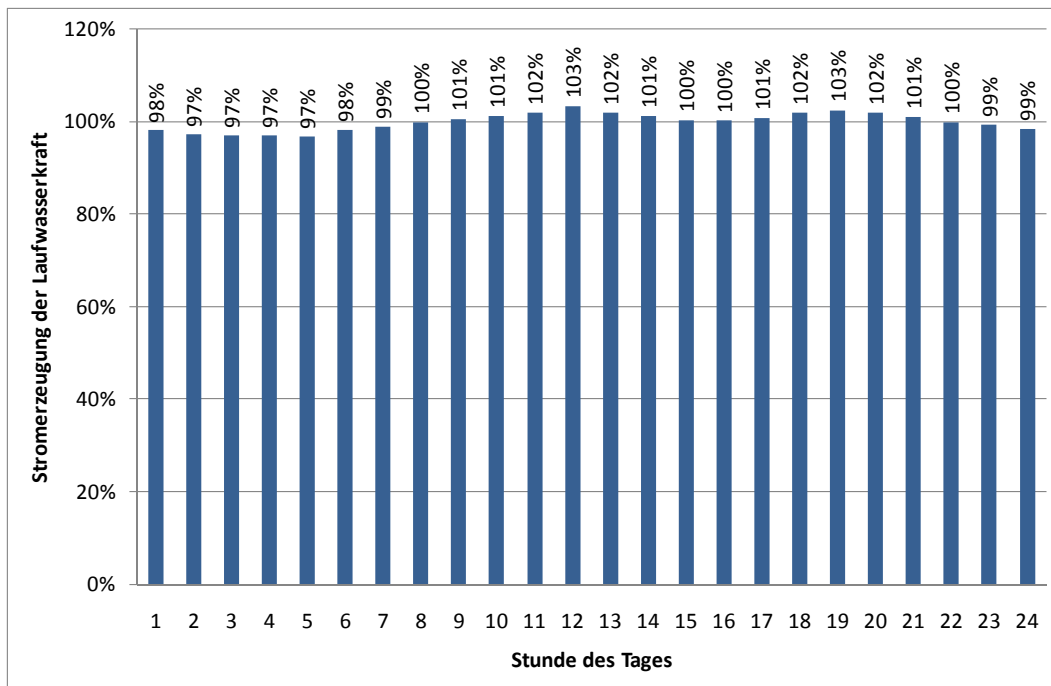


Abbildung 5-3: Tagesgang der Laufwasserkraft (Mittelwert der Jahre 2003-2009)⁹

⁸ Datenquelle: ENTOSE (2010) Production data. <http://www.entsoe.eu/index.php?id=91>

⁹ Datenquelle: Statistisches Bundesamt. Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung

Im Vergleich mit den EEX Preisen liefert das Tagesprofil einen relativen Wert von 100.4%. Der relative Wert der Wasserkraft liegt also im saisonalen Profil leicht unterhalb von 100% und im Tagesprofil leicht oberhalb von 100%. In Summe beider Effekte ergibt sich also ein stabiler relativer Wert von 100%. Für die Prognose der zukünftigen Entwicklung des Wertes kann davon ausgegangen werden, dass der relative Wert der Wasserkraft konstant im Bereich von 100% Phelix Base bleibt.

5.3 Analyse des relativen Wertes der Biomassestromes

Die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen kann sowohl stromgeführt als auch wärmegeführt erfolgen. Unter den derzeitigen Anreizbedingungen des EEG kann davon ausgegangen werden, dass in beiden Fällen ein möglichst gleichmäßiger Betrieb der EEG Anlagen angestrebt wird. Die Statistik des BMU ((Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit [BMU] 2009)) gibt für das Jahr 2008 eine installierte Leistung von 3453 MW und eine Stromerzeugung von 22,5 TWh an. Dies ergibt eine mittlere Auslastung von ca. 6500 Vollaststunden. Dieser Wert unterstützt die Annahme einer eher gleichmäßigen Auslastung der Biomasseanlagen. Insgesamt existieren nur wenig stundenscharfe Daten zur Biomasseeinspeisung in Deutschland. Eine Ausnahme ist das veröffentlichte Einspeiseprofil der für das Netzgebiet der 50Hertz Transmission GmbH. Die Berechnung des relativen Wertes des Einspeiseprofils ergibt einen Wert von 99,3% für das Jahr 2008 und 99,4% für das Jahr 2009. Auch die Monatsmittelwerte bewegen sich im Bereich von 99% bis 100%. Eine Übersicht der Monatsmittelwerte der Jahre 2008 und 2009 findet sich in Abbildung 5-4.

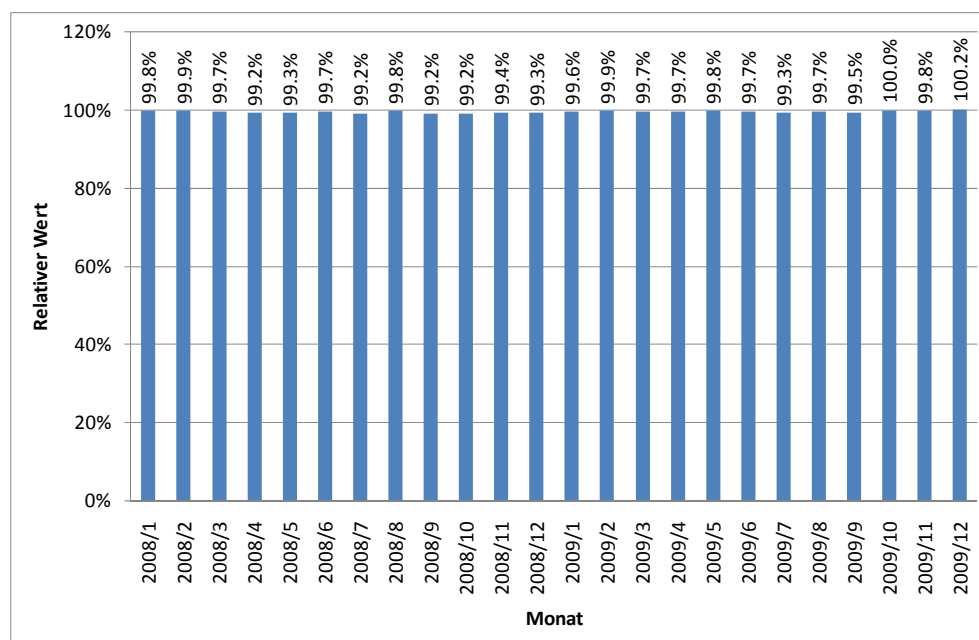


Abbildung 5-4: Monatsmittelwerte des relativen Wertes des Biomasseeinspeisung¹⁰

¹⁰ Datenquelle 50 Hertz (2010) Zeitlicher Verlauf der EEG-Stromeinspeisung. http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/167.htm

Im Falle eines stark wärmegeführten Einspeiseprofiles kann es zu einer etwas höheren Wertigkeit des Stromes kommen. Auf Basis eines synthetischen Einspeiseprofiles für wärmegeführte Anlagen ergibt sich für das Jahr 2008 ein relativer Wert von 100%. Im Jahre 2009 wird ein Wert von 106% erreicht. Im Gesamtbild der verfügbaren Daten zeichnet sich ab, dass für die Biomasse ein konstanter relativer Wert von 100% Phelix Base eine adäquate Annahme ist. Dieser Wert dürfte sich auch in Zukunft ohne weitere Anpassung des Fördersystems nicht signifikant ändern.