

Dobroschke, Stephan

Research Report

Direktvermarktung von Windstrom – Folgen für die Förderung erneuerbarer Energien

FiFo-Berichte, No. 11

Provided in Cooperation with:

FiFo Institute for Public Economics, University of Cologne

Suggested Citation: Dobroschke, Stephan (2010) : Direktvermarktung von Windstrom – Folgen für die Förderung erneuerbarer Energien, FiFo-Berichte, No. 11, Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln (FiFo Köln), Köln, <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:hbz:38-30353>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/221888>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Direktvermarktung von Windstrom

Folgen für die Förderung erneuerbarer Energien

Stephan Dobroschke

Zu den FiFo-Berichten

Mit den FiFo-Berichten werden Studien und Gutachten aus der Arbeit des Finanzwissenschaftlichen Forschungsinstituts an der Universität zu Köln in elektronischer Form vorgelegt. Die Reihe erscheint seit dem Jahr 2005.

FiFo-Berichte zeigen in der Regel monographischen Charakter. Die Reihe umfasst vor allem aktuelle Studien. Es werden hier aber auch ältere Studien veröffentlicht, die zuvor nicht oder nicht in angemessener Form publiziert werden konnten.

About FiFo-Reports

In its "Reports"-series the FiFo Institute for Public Economics at the University of Cologne publishes many of its studies in electronic format. FiFo-Reports started appearing in 2005.

Usually, FiFo-Reports are monographs that feature current work. Yet, also older studies will be re-printed here, especially when they could not be published in an appropriate manner before.

**Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut
an der Universität zu Köln**

Adresse/address:

Zülpicher Straße 182
D-50937 Köln

Tel. (0)221 – 42 69 79

www.fifo-koeln.de

Postanschrift/postal address

Postfach 420 520
D-50899 Köln

Fax. (0)221 – 42 53 23

ISSN 1860-6679

Das FiFo Köln wird rechtlich und wirtschaftlich von der Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung e.V., Köln, getragen. Urheber- und Verwertungsrechte des vorliegenden FiFo-Berichts liegen bei der Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung.

Von den Autoren dieses Berichts vertretene Auffassungen spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten der Trägergesellschaft oder ihrer Organe wider.

Dieser Bericht kann kostenlos unter www.fifo-koeln.de oder <http://kups.ub.uni-koeln.de/> heruntergeladen werden.

Die Wiedergabe zu erzieherischen, wissenschaftlichen und nicht-kommerziellen Zwecken ist gestattet, vorausgesetzt die Quelle wird angegeben.

The Cologne-based Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung e. V. (Society for the Advancement of Research in Public Finance) serves as the legal subject and financial agent of FiFo Köln. Thereby, the copyrights of this report pertain to the Gesellschaft.

The views expressed in this report do not necessarily reflect those of the Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung or any of its bodies.

This report can be downloaded without charge from: www.fifo-koeln.de or <http://kups.ub.uni-koeln.de/>.

Reproduction for educational and non-commercial purposes is permitted provided that the source is acknowledged.

Alle Rechte vorbehalten.

All rights reserved.

© Gesellschaft zur Förderung der finanzwissenschaftlichen Forschung e.V., Köln, 2010.

Direktvermarktung von Windstrom

Folgen für die Förderung erneuerbarer Energien

Stephan Dobroschke^{*}

* Dipl.-Volksw. Stephan Dobroschke ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am FiFo Köln;
dobroschke@fif0-koeln.de

Zusammenfassung*Direktvermarktung von Windstrom – Folgen für die Förderung erneuerbarer Energien*

Seit nunmehr 18 Jahren werden in Deutschland gesetzlich garantierte Einspeisetarife zur Förderung von Windstrom genutzt. In der Folge ist ein stetiger Anstieg der Stromproduktion auf Basis von Windenergie zu verzeichnen. Inzwischen sind im Tagesverlauf vereinzelt Perioden zu beobachten, in denen der Strompreis die gesetzlichen Einspeisemindestvergütungen einiger Windkraftanlagen übersteigt.

Die vorliegende Studie geht der Frage nach, ob dies als erstes Anzeichen einer aufkeimenden Marktfähigkeit für Windstrom zu werten ist und, wenn dem so ist, welche Folgen sich für die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland ergeben.

Dazu erfolgt zunächst eine Marktpotenzialabschätzung. Es werden u. a. durchschnittliche Spotmarktpreise, die durchschnittliche Einspeisecharakteristik von Windstrom sowie der aktuelle Bestand von Windkraftanlagen in Abhängigkeit der jeweiligen Einspeisetarife zugrunde gelegt. Auf dieser Grundlage werden Anforderungen an ein konkretes Direktvermarktungsablaufschaema untersucht sowie mögliche Weiterentwicklungen der deutschen Windstromförderung aufgezeigt.

Langfristig ist mit einem deutlichen Anstieg direktvermarktbarer Windstroms zu rechnen. Insbesondere zur frühzeitigen Förderung des Entwicklungspotentials kosteneffizienter Ausregelmöglichkeiten von Produktionsschwankungen könnten dazu einzelne Perioden gewinnbringender Direktvermarktung durch Premium-Zahlungen gezielt ausgeweitet werden.

Schlagworte:

Erneuerbare Energien, Windstrom, Direktvermarktung, gesetzliche Einspeisetarife, Förderung

JEL-Classification: Q42, Q50, Q56

Abstract*Direct sale of wind power – Implications for the promotion of renewable energies*

Since 18 years, wind power plants in Germany are being promoted by guaranteed feed-in tariffs. As a consequence, the supply of electricity from wind power plants is steadily increasing. Meanwhile, the market price for electricity starts exceeding feed-in tariffs within certain periods in the course of the day.

This report examines whether this can be interpreted as a first signal of commencing marketability of wind power. If so, the study further investigates implications for the promotion of renewable energies in Germany.

In a first step, the market potential of wind power in Germany is being assessed. In order to derive a representative estimation, average electricity prices on the spot market, average amounts of produced wind power as well as the actual wind power portfolio in Germany is being considered. Based on this estimation, the study further derives a flowchart in order to account for the various requirements, both on the side of wind producers as well as on the side of grid operators. Finally, further developments in the promotion of wind power in Germany are being elaborated.

In the long run, a significant increase in the direct sale of wind power can be expected. In order to promote new strategies and schemes to efficiently feed this electricity into the grid, an early promotion of direct sales may be reasonable. For this purpose, a combination of guaranteed feed-in tariffs and premiums on top of the market price may be suitable.

Keywords:

Direct sale, wind power, renewable energies, feed-in tariffs, promotion of wind power

Vorwort

Die Förderung von Strom aus regenerativen Energiequellen mittels garantierter Einspeisetarife hat in Deutschland mittlerweile eine fast 20-jährige Tradition. Das 1991 eingeführte Stromeinspeisungsgesetz, in dem erstmalig gesetzliche Mindestvergütungssätze festgelegt wurden, hat sichtlich zu einem breiten Ausbau der regenerativen Stromproduktion geführt. Lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im selben Jahr noch deutlich unter 4%, ist er inzwischen auf über 14% gestiegen.

Mittlerweile ist eine deutliche Annäherung von Strompreis und Fördersätzen zu konstatieren. So sind im Tagesverlauf vereinzelt Perioden zu beobachten, in denen der Strompreis gesetzliche Einspeisetarife unterschiedlicher Stromerzeugungsanlagen übersteigt. Ist dies als ein Anzeichen dafür zu werten, dass die Entwicklung des Strommarktes die Förderung erneuerbarer Energien einholt und sich aus Sicht der Anlagenbetreiber erstmals Möglichkeiten zur eigenständigen Stromvermarktung ergeben?

Offensichtlich würden sich die Anforderungen an eine Förderung erneuerbarer Energien dadurch grundlegend ändern. War es bisher das primäre Förderziel, verschiedene Formen regenerativer Stromerzeugung dahingehend zu fördern, dass Lerneffekte in der Produktion zu langfristig sinkenden Gestehungskosten führen, könnten nun gänzlich andere Entwicklungspfade in der staatlichen Förderung erwogen werden – etwa in Form einer gezielten Einbindung regenerativen Stroms in den Markt. Denn allein der massive Anlagenausbau ist für eine nachhaltige Entwicklung nicht genug – auch die effiziente Einbindung dieser Anlagen in Marktstrukturen gilt es zu berücksichtigen. Erst wenn beides gelingt, ist langfristig mit einer Reduzierung der umfangreichen staatlichen Förderung zu rechnen.

In der vorliegenden Arbeit geht der Autor am Beispiel der deutschen Windkraftförderung den zentralen Fragen nach, ob eine Direktvermarktung aus Sicht der Anlagenbetreiber in greifbarer Nähe liegt und - wenn dem so ist - welche unmittelbaren Folgen und Änderungspotentiale dies für die Förderung bedeuten könnte.

Die Arbeit ist ursprünglich Ende 2007 als Diplomarbeit am Finanzwissenschaftlichen Forschungsinstitut an der Universität zu Köln entstanden. Die Tatsache, dass heute die Fragen nach der Direktvermarktung in der Politik und auf der Seite der Anlagenbetreiber zunehmen, verdeutlicht Voraussicht und die ungebrochene Aktualität der Untersuchung.

Michael Thöne
Geschäftsführer FiFo Köln

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Grundlagen der Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor.....	3
2.1	Der Strommarkt	3
2.1.1	Handelbarkeit von Strom und Besonderheiten im Strommarkt.....	3
2.1.2	Strompreis: Entwicklungstendenzen und Prognosen	5
2.2	Der Markt für Windenergie in Deutschland	6
2.3	Förderinstrumente erneuerbarer Energien im Strommarkt	8
2.4	Die Förderung von Windenergie in Deutschland	13
2.4.1	Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	14
2.4.2	Der EEG-Wälzungsmechanismus.....	17
2.5	Direktvermarktungsformen für Windstrom	18
3	Direktvermarktungspotenziale im deutschen Windstrommarkt ..	21
3.1	Beeinflussende Variablen von Direktvermarktungsmöglichkeiten	22
3.2	Umfang des theoretischen Direktvermarktungspotenzials der Windenergie in Deutschland.....	23
3.2.1	Vorgehensweise und Datengrundlage	24
3.2.2	Aktuelles Direktvermarktungspotenzial	25
3.2.2.1	Spotmarktpreise im Tagesverlauf.....	26
3.2.2.2	Einspeiseverlauf von Windstrom	26
3.2.2.3	Zwischenergebnis 1: Aktuelles Direktvermarktungspotenzial.	27
3.2.3	Zukünftige Direktvermarktungspotenziale	28
3.2.3.1	Durchschnittliche Längen der Vergütungskategorien	32
3.2.3.2	Zwischenergebnis 2: Zukünftige Direktvermarktungspotenziale	33
4	Ausgestaltung eines Einspeisemodells zur Windstrom-Direktvermarktung	36
4.1	Anforderungen aus Sicht der beteiligten Akteure	37
4.1.1	Windstromproduzenten und Stromhändler	37
4.1.2	Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber	39
4.2	Institutionelle Ausgestaltung von Direktvermarktungsmodellen	42
4.3	Zwischenergebnis 3: Prozessualer Ablauf von Direktvermarktung	44
5	Zukünftige Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien	46
5.1	Übertragungsmöglichkeiten von Ansätzen und Erfahrungen der Direktvermarktung in anderen Staaten	46
5.2	Eingliederung von Direktvermarktung in konzeptionelle Weiterentwicklungen des EEG	47
5.2.1	Einspeisemindestvergütung ohne Premium-Option	51
5.2.2	Einspeisemindestvergütung mit Premium-Option.....	54
5.2.2.1	Einspeisemindestvergütung mit Premium-Option für festgelegte Zeiträume	55

5.2.2.2	Ausgliederung einzelner Stunden mit Premium-Zahlung	58
5.2.2.3	Vorgeschriebene Premium-Option für neue Anlagenbetreiber	60
5.2.3	Zwischenergebnis 4: Anforderungen an eine Weiterentwicklung des EEG	61
5.3	Vergleich mit der aktuellen EEG-Novelle 2009	62
6	Zusammenfassung und Fazit	65
Anhang		67
Literaturverzeichnis		68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Windenergieleistung in Deutschland.....	7
Abbildung 2: EEG-Wälzungsmechanismus	18
Abbildung 3: Marktzugang nach EEG	20
Abbildung 4: Durchschnittliche Spotmarktpreise im Tagesverlauf 2006.....	26
Abbildung 5: Einspeisecharakteristik von Windstrom in 2006	27
Abbildung 6: Durchschnittliche Spotmarktpreise und zukünftige Einspeisevergütungen	29
Abbildung 7: Strompreise und Endvergütung im Zeitverlauf.....	30
Abbildung 8: Strompreise und Anfangsvergütung im Zeitverlauf.....	31
Abbildung 9: Ablauf der Direktvermarktung aus Sicht von Anlagenbetreibern und Stromhändlern	39
Abbildung 10: Anforderungen an Direktvermarktung aus Sicht der ÜNB	41
Abbildung 11: Kombination von Direktvermarktung und Einspeisemindest- vergütung	51

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Strompreisprognosen bis 2020	6
Tabelle 2: Klassifikation von Förderinstrumenten erneuerbarer Energien	9
Tabelle 3: Erneuerbare-Energien-Förderung in Deutschland.....	14
Tabelle 4: Ermittlung der Länge der ersten Vergütungsstufe von Windkraft- anlagen.....	17
Tabelle 5: Anteilige Windstromeinspeisung.....	27
Tabelle 6: Gestehungskosten für Windenergie an Land.....	50

Abkürzungsverzeichnis

bspw.	beispielsweise
ct.	Eurocent
DENA	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut GmbH
d. h.	das heißt
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EK	Eigenkapital
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FK	Fremdkapital
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
s. u.	siehe unten
StromEG	Stromeinspeisungsgesetz
TWh	Terrawattstunde
u. U.	unter Umständen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKA	Windkraftanlage
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil

1 Einleitung

Erste Ansätze zur umfassenderen Ausnutzung des Potenzials erneuerbarer Energien entwickelten sich aus Überlegungen zur zukünftigen Energieversorgungssicherheit im Zuge der beiden Ölkrisen in den 1970er Jahren. Bereits gegen Ende der 1980er Jahre wurden erstmals konkrete Maßnahmen zur Förderung der nachhaltigen Energieversorgung diskutiert. Schließlich wurde in Deutschland 1991 mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEG) ein Förderinstrument geschaffen, das eine gesetzlich garantierte Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorsah. Infolgedessen setzte in diesem Zeitraum ein verstärktes Wachstum beim Bau von Anlagen zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energiequellen ein. Entwicklungen im Strommarkt sowie Korrekturbedarf in den Förderregelungen führten im Jahr 2000 zur Ablösung dieser Regelung und zur Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie dessen Novellierung im Jahr 2004. Offensichtlich wurde durch die Einführung des EEG ein breiteres Fundament zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen gelegt, denn seither hat sich der Anstieg der regenerativen Stromerzeugung stetig erhöht. Aufgrund von steigenden Strompreisen und einer Degression der gesetzlichen Vergütungssätze für Windstrom sind im Tagesverlauf inzwischen vereinzelt Perioden zu beobachten, in denen der Strompreis Einspeisemindestvergütungssätze einiger Windkraftanlagen (WKA) übersteigt.

Die vorliegende Arbeit geht der grundlegenden Frage nach, ob dies als erstes Anzeichen einer aufkeimenden Marktfähigkeit der Windenergie zu werten ist und – wenn dem so ist – welche Folgen sich daraus für die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland ergeben.

Nach einer Einführung in die Grundlagen des Strommarktes sowie in die Förderung erneuerbarer Energien wird dazu eine Analyse sowohl des derzeitigen, als auch des zukünftigen Direktvermarktungspotenzials von Windenergie durchgeführt. Erkenntnisse über den Verlauf zukünftiger Potenziale sind ein erster Schritt bei der Beantwortung der Frage, ob Anpassungen der derzeitigen Förderung im Hinblick auf Vermarktungsmöglichkeiten sinnvoll sind. Unter Direktvermarktungspotenzialen wird dabei die Strommenge verstanden, die sich aus einem Vergleich der gesetzlichen Vergütungssätze mit stündlichen Großhandelsstrompreisen im Tagesverlauf sowie in Verbindung mit dem durchschnittlichen Einspeiseverlauf von Windstrom ergibt. Diese Argumentations-

grundlage wird anschließend um Anforderungen an ein konkretes Direktvermarktungsablaufschema erweitert. Es wird geprüft, ob Direktvermarktung und mithin auch eine Veredelung des Stroms von Seiten der Direktvermarkter möglich ist. Aufbauend auf Ergebnissen dieser Analysen erfolgt schließlich eine Untersuchung von konzeptionellen Weiterentwicklungen der deutschen Windstromförderung, wobei auch die Eignung von Modellen mit Premium-Zahlungen auf den jeweils erzielten Börsenpreis analysiert wird. Grundsätzlich steht dabei die Kompatibilität der Direktvermarktung mit dem Konzept der Einspeisemindestvergütung im Vordergrund. Im sechsten Kapitel grundlegende Erkenntnisse zusammengefasst und ein abschließendes Fazit gezogen.

Wenngleich die vorliegende Studie bereits Ende 2007 abgeschlossen wurde – und mithin die Voraussetzungen des EEG von 2004 zugrunde legt – erfolgt am Ende des letzten Bearbeitungskapitels aus Aktualitätsgründen zusätzlich ein kurzer Vergleich mit der EEG-Novelle, die zum 1.1.2009 in Kraft trat.

2 Grundlagen der Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor

Zu Beginn werden die Grundlagen für eine Analyse der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – genauer des Windenergiesektors – sowie dessen Möglichkeiten und Folgen von Direktvermarktung behandelt. Nachdem zu Beginn auf Besonderheiten des Strommarktes eingegangen wird, steht im Anschluss eine kurze Analyse des deutschen Windstrommarktes im Vordergrund. Es folgt eine allgemeine Betrachtung und Einordnung der Förderung erneuerbarer Energien sowie der Funktionsweise der Windstromförderung gemäß EEG. Bevor im dritten Kapitel mit der Untersuchung von Direktvermarktungspotenzialen begonnen wird, schließt dieses Kapitel mit einer kurzen Einordnung von Direktvermarktungsmöglichkeiten im Bereich erneuerbarer Energien.

2.1 Der Strommarkt

Das Gut „Strom“ unterscheidet sich von klassischen Handelsgütern in mehrerer Hinsicht. Diese Unterschiede werden zunächst behandelt und im Anschluss daran die der vorliegenden Untersuchung zugrunde gelegten Strompreisprognosen vorgestellt.

2.1.1 Handelbarkeit von Strom und Besonderheiten im Strommarkt

Die grundlegenden Besonderheiten des Strommarktes¹ lassen sich in physikalische Merkmale (die Eigenschaften der Nichtspeicherbarkeit² und Leitungsgebundenheit sowie einem Quasimonopol bei der Erzeugung und Durchleitung) und betriebswirtschaftliche Merkmale (etwa Unterschiede bei Investitionsplanungen von Erzeugungskapazitäten) einteilen. In Deutschland existiert ein Mischsystem aus reinen Energiemärkten und zusätzlichen Kapazitätsmärkten: der reguläre Strommarkt sowie der Regellenergie- und Regelleistungsmarkt. Während bei Energiemärkten eine gewünschte Energielieferung gegen eine entsprechende Zahlung erfolgt, wird auf Kapazitätsmärkten bereits die reine Leistungsbereitstellung entgolten. Unsicherheiten von Energielieferungen – etwa durch Kraftwerksausfälle, Netzengpässe oder unregelmäßige Windstromeinspeisung – auf der

¹ Anstatt vieler: Müller (1998), S. 25 f sowie grundlegend als Einführung in die Energiewirtschaft z.B. Pfaffenberger (1993) oder Kirschen/ Strbac (2004).

² und mithin eine synchrone Erzeugung und Abnahme. Daher werden Kraftwerkskapazitäten zur Abdeckung von Grund- Mittel- und Spitzenlast benötigt.

Angebotsseite sowie unerwartete Schwankungen auf der Nachfragerseite führen zur Notwendigkeit der Vorhaltung von positiven und negativen Regelkapazitäten.³ Gerade im Zuge einer wachsenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien gewinnt dieser Bereich an Bedeutung. So ist die Stromerzeugung aus Windkraft bzw. allgemein aus volatilen regenerativen Energien nicht perfekt steuerbar und mit Prognosefehlern behaftet. Die Schwankungen der Windenergieeinspeisung betragen bis zu 1000 MW innerhalb einer Stunde, bezogen auf einen Tag können sich diese auf mehrere 1000 MW ausweiten; im Extremfall werden WKA bei Sturm abgeschaltet, um eine Netzüberlastung zu vermeiden. Die mit Unsicherheiten behaftete Stromeinspeisung aus volatilen erneuerbaren Energien hat zur Folge, dass nicht im gleichen Ausmaß, in dem Kapazität aus erneuerbaren Energien zugebaut wird, auf Kapazität aus konventionellen Kraftwerken verzichtet werden kann. Vielmehr bewegt sich der Zuwachs an „gesicherter“ Leistung in einer Größenordnung von 5 bis 10 Prozent der installierten Kapazität.⁴ Ein Ausbau des WKA-Bestandes führt langfristig zu einer Absenkung der jährlichen residualen Lastdauerkurve,⁵ da die durchschnittliche Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks sinkt. Tendenziell gehen vom Ausbau erneuerbarer Energien unterschiedliche Effekte auf den Strompreis aus. Auf der einen Seite führt etwa ein verstärkter WKA-Ausbau zu steigenden Netzausbaukosten in Regionen mit hoher installierter Windenergieleistung sowie zu erhöhtem Regelenergiebedarf und mithin zu Strompreisanstiegen. Auf der anderen Seite wird argumentiert, dass Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen, im Rahmen des sog. „Merit-Order-Effektes“, preissenkende Tendenzen verursachen.⁶ Als Merit Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten. Die Kraftwerke erhalten gemäß der am Vortag abgegebenen Gebote einen Zuschlag zur Stromlieferung. Aufgrund der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken niedrigeren Grenzkosten von Windenergie führt dies tendenziell zu sinkenden Strompreisen, da Strom aus Kraftwerken mit höheren Grenzkosten „verdrängt“ wird.⁷ Welcher Einfluss letztlich überwiegt, ist jedoch umstritten.

³ Vgl. zu Auswirkungen von Windenergieeinspeisung auf ÜNB Dany et al. (2003).

⁴ Sog. Kapazitätseffekt, vgl. Staiß (2007), S. I-172 sowie Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2005), S. 245 ff.

⁵ Die residuale Lastdauerkurve beschreibt die stündlich pro Jahr vorkommenden Lasten, die durch den übrigen Kraftwerkspark (d. h. ohne Windenergie) abzudecken sind. Siehe auch Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2005), S. 281 f sowie grundlegend: Pfaffenberger (1993), S. 135 ff.

⁶ Für eine Analyse von Auswirkungen des EEG auf den Strompreis vgl. Bode/ Groscurth (2006).

⁷ Sog. Merit-Order-Effekt, vgl. Bode/ Groscurth (2006).

Stromhandel an der Börse

In der vorliegenden Untersuchung wird für aktuelle Strompreisdaten der Börsenstromhandel an der Leipziger Energiebörse EEX zugrunde gelegt. Dabei bestehen hinsichtlich des Lieferzeitpunktes grundsätzlich drei verschiedene Handelsplattformen:

1. **Intraday Spotmarkt:** Hier können Handelsteilnehmer bis 75 Minuten vor Lieferbeginn Stundenkontrakte desselben Tages handeln. Ab 15 Uhr ist der Handel für Kontrakte des nächsten Tages möglich. Die Transaktionsentgelte betragen 0,09 €/MWh Börsenentgelt sowie 0,01 €/MWh Clearingentgelt.
2. **Day Ahead Spotmarkt:** Hier werden Stunden- und Blockkontrakte für den jeweils kommenden Tag gehandelt. An der EEX wird dieser Handel für zwei Marktgebiete abgewickelt: für Deutschland / Österreich sowie für die Schweiz. Die Transaktionsentgelte betragen 0,04 €/MWh Börsenentgelt sowie 0,01 €/MWh Clearingentgelt. Für das Marktgebiet Schweiz erhöht sich das Clearingentgelt auf 0,025 €/MWh.
3. **Phelix Futures Terminmarkt:** Am Terminmarkt der EEX werden Phelix-Futures für einen zukünftigen Zeitraum innerhalb der nächsten 6 Jahre gehandelt.

Im Folgenden soll sich die Betrachtung der Stromvermarktung an der Strombörse (neben anderen Formen der Direktvermarktung, etwa langfristige Lieferverträge) auf die Intraday- und Day Ahead Märkte beschränken. Aufgrund der volatilen Einspeisecharakteristik von Windstrom kommt ein Verkauf über den Future-Markt nicht in Frage.

2.1.2 Strompreis: Entwicklungstendenzen und Prognosen

Für Strompreisprognosen werden die Ergebnisse einer aktuellen Studie von Prognos AG / EWI (2007)⁸ herangezogen.⁹ In Tabelle 1 sind die Strompreisprognosen der Studie zusammengefasst dargestellt. Wiedergegeben werden die Prognosen des Szenarios „Koalitionsvertrag“; dieses unterstellt die Umsetzung der Koalitionsverpflichtungen, darüber hinaus jedoch keine erhöhten Anstrengungen bei der Förderung erneuerbarer Energien. Demnach wird der Strompreis in allen Handelsbereichen kurzfristig tendenziell fallen, in der langen Frist ab 2010 aber – mit Ausnahme der Offpeak-Zeiten – über

⁸ Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2007), im Rahmen des deutschen Energiegipfels im Frühjahr 2007.

⁹ Ähnliche Ergebnisse, mit leicht veränderten Szenarien, liefert auch eine aktuelle Studie von Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) / Energy Environment Forecast Analysis (EEFA) GmbH (2007).

das Niveau von 2005 hinaus steigen. Die Preisprognosen der Szenarien Koalitionsvertrag und verlängerte Atomkraftwerkslaufzeiten liegen tendenziell recht nahe beieinander, das Szenario eines verstärkten Ausbaus von erneuerbaren Energien prognostiziert durchweg die höchsten Preissteigerungen. In dieser Studie werden grundsätzlich die wettbewerblichen Großhandelspreise in Höhe der sog. Systemgrenzkosten¹⁰ angesetzt.

Tabelle 1: Strompreisprognosen bis 2020¹¹

Preise in €(2005) / MWh	Prognosen			
	2005	2010	2015	2020
Großhandel				
Base	46,0	39,1	45,0	48,3
Peak	62,0	60,3	70,2	75,8
Offpeak	37,8	27,3	31,0	33,1
Endverbraucher				
priv. HH	195	194	197	196
Industrie (Mittelspannung)	107	109	116	117

Der durchschnittliche Base Preis für den Intra-Day Markt an der EEX für das abgelaufene Jahr 2006 betrug im Mittel 50,79 €. ¹² Das entspricht – zum Vergleich zu den Preisen der Studie – in etwa 49,84 € in Preisen von 2005. ¹³ Der durchschnittliche Peak-Preis betrug im Jahr 2006 63,13 € bzw. real 61,92 €(2005). Als Kalkulationsgrundlage für den Verkauf von Windstrom an der Strombörse ist der Großhandelspreis relevant. Wie im Folgenden noch gezeigt wird, kommen für einen Verkauf von Windstrom an der Börse langfristig nur die Tagesstunden in Frage. Daher ist im Rahmen der Potenzialanalyse vor allem der Großhandelspreis zu Peak-Zeiten von Bedeutung.

2.2 Der Markt für Windenergie in Deutschland

Für einen Überblick über die Entwicklung des Windenergieangebots wird auf Daten des Deutschen Windenergieinstituts (DEWI) zurückgegriffen. Prognosen der Windenergieentwicklung lassen sich durch einen Vergleich zwischen derzeitiger Nutzung

¹⁰ Vgl. Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2007), S. 121.

¹¹ Eigene Darstellung nach Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2007), S. 22. Mit „Peak“ wird der wettbewerbliche Großhandelspreis der Stunden von 8 bis 21 Uhr montags bis freitags, mit „Offpeak“ entsprechend die Zeit von 21 bis 8 Uhr bezeichnet. „Base“ stellt ein Zeitmittel aus Peak und Offpeak dar.

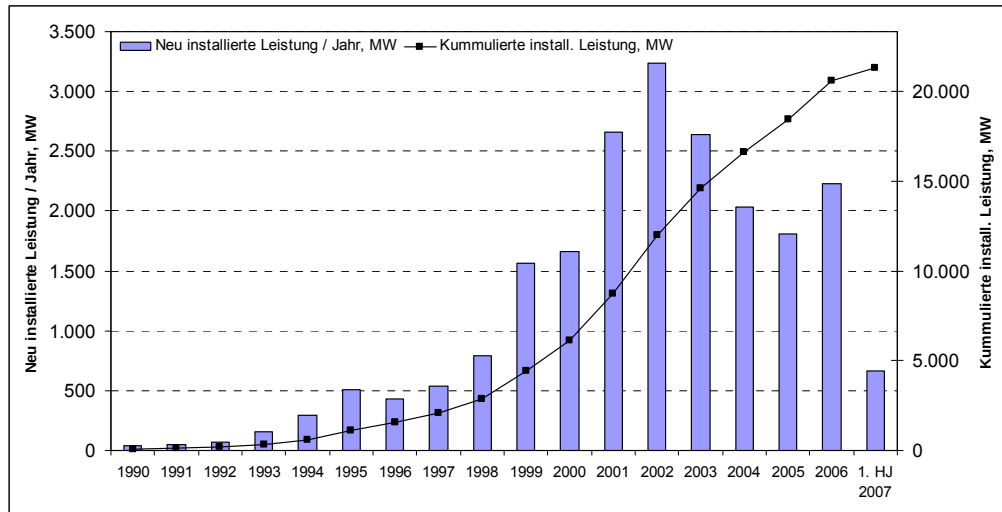
¹² Vgl. European Energy Exchange (EEX) (2007).

¹³ Bei einer unterstellten Inflationsrate von 1,9 Prozent.

und vorhandener Ausbaufäche sowie an Hand des Repowering-Potenzials abbilden und werden der Netzstudie der Deutschen Energie-Agentur (DENA) entnommen.

Wie Abbildung 1 verdeutlicht, steigt die installierte Erzeugungskapazität seit fast 20 Jahren stetig an, wobei nach dem zubaustärksten Jahr 2002 der jährliche Kapazitätzuwachs im Trend abnehmend ist.

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Windenergieleistung in Deutschland¹⁴



Die durchschnittliche installierte Leistung je WKA lag in den Jahren um die Jahrtausendwende bei etwa 1 MW und stieg, bezogen auf die Neuanlagen des ersten Halbjahres 2007, inzwischen auf etwa 1,9 MW.¹⁵ So ist ein Grund der z. T. sehr ausgeprägten jährlichen Zuwächse an installierter Leistung die deutliche Erhöhung der Leistung von neu gebauten WKA. In der Vergangenheit konzentrierte sich der Ausbau vor allem auf küstennahe Standorte bzw. windreiche Standorte im Binnenland, zunehmend wird aber auch an vergleichsweise windärmeren Standorten gebaut.

In der DENA-Netzstudie¹⁶ werden zwei unterschiedliche Prognosen des Windenergieausbaus beschrieben: das auf Angaben des DEWI beruhende „DEWI-Szenario“ sowie das „DENA-Szenario“.¹⁷ Im DEWI-Szenario wird ein stetig abnehmender jährli-

¹⁴ Eigene Darstellung nach DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut (2007) sowie am 23.08.2007 per eMail vom DEWI übermittelten Aufstellungszahlen.

¹⁵ Vgl. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2006), S. 30 sowie DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut (2007).

¹⁶ Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2005), S. 40 ff.

¹⁷ Die Szenarien unterscheiden sich in einigen Annahmen der Prognosen für Onshore- und Offshore-Windenergie. So wurden im DENA-Szenario u. a. beim Repowering sowie beim Flächenbedarf /

cher Zubau im Onshore-Bereich prognostiziert, ab 2015 wird nicht mehr mit weiterem WKA-Zubau gerechnet. Lediglich Repowering-Maßnahmen führen dann noch zu Leistungssteigerungen. Insgesamt wird so im Jahr 2020 eine installierte Gesamtleistung von 33,6 GW prognostiziert. Im Vergleich dazu wird für den Offshore-Bereich ein Wachstumspotential bis 2020 auf 20,358 GW gesehen. Das DENA-Szenario beschreibt für den Onshore-Sektor ab 2013 keinen weiteren Leistungszuwachs durch Neuanlagenbau, das geschätzte Repoweringpotenzial bis 2020 wird im Vergleich zum DEWI-Szenario lediglich auf die Hälfte geschätzt (etwa 3,5MW). Bei den Prognosen hinsichtlich des Offshore-Windenergiezubaues stimmen die Prognosen für 2020 überein, lediglich im zeitlichen Verlauf des Ausbaus gibt es leichte Unterschiede.¹⁸ Insgesamt wird ab 2010 der weitere Zubau im Windenergiesektor primär durch ein Wachstum im Offshore-Bereich bestimmt. Der Anteil der Windenergie am Gesamtzubau erneuerbarer Energien wird etwa 75 Prozent betragen.

Im Hinblick auf Eigentümerstrukturen des Windenergie-Anlagenbestands werden Ergebnisse und Auswertungen des „Windenergie Report 2006“¹⁹ herangezogen. Bezogen auf die installierte Leistung wird dort die Gruppe der Betriebsgesellschaften bzw. kommerziellen Gesellschaften mit 42 Prozent als größte Betreibergruppe von WKA beschrieben. Die Gruppe der WKA betreibenden Privatpersonen stellt mit 28 Prozent die zweitgrößte Gruppe dar. Der verbleibende Rest unterteilt sich in Betreibergemeinschaften bzw. private Gemeinschaften (9 Prozent), Energieversorgungsunternehmen (EVU) (5 Prozent) sowie sonstige Gewerbebetriebe (16 Prozent).²⁰

2.3 Förderinstrumente erneuerbarer Energien im Strommarkt

Ökonomen verstehen Umweltprobleme als Allokationsprobleme, die durch einen Mangel an der Internalisierung externer Effekte entstehen.²¹ Im Zuge umweltökonomischer Tradition nach Pigou und Coase haben sich mittlerweile eine Reihe von Internalisierungsstrategien entwickelt, um den Mangel einer Nichtberücksichtigung von sozialen

WKA-Leistung im Vergleich zum DEWI-Szenario zurückhaltendere Annahmen hinsichtlich des prognostizierten Leistungszuwachses getroffen.

¹⁸ Für eine detaillierte Beschreibung des regionalen Ausbaupotenzials im On- und Offshorebereich, siehe Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2005).

¹⁹ Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2006).

²⁰ Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2006), S. 37.

²¹ Baumol/ Oates (1988), S. 14 ff.

Grenzkosten zu beheben. Tendenziell führt eine Internalisierung von externen Effekten bei konventionellen Energieformen zu einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien. Auf den Instrumentenursprung soll hier nicht weiter eingegangen werden. Im Folgenden werden die daraus entwickelten Instrumente betrachtet, mit denen erneuerbare Energien im Strommarkt gefördert werden können. Aufgrund der Zielsetzung der vorliegenden Arbeit liegt der Schwerpunkt dabei auf Einspeisemindestvergütungsmodellen. Andere Förderinstrumente, die grundsätzlich mit Eigenvermarktung vereinbar sind, werden – der Vollständigkeit halber – kurz beschrieben.²²

Fördermechanismen erneuerbarer Energien können prinzipiell in mengen- und preisregulierende Maßnahmen unterschieden werden. Da sich erneuerbare Energiequellen hinsichtlich der Technologieform, des Entwicklungsstadiums oder anderer Aspekte unterscheiden, kann es zudem sinnvoll sein, verschiedene Fördermechanismen im Instrumentenmix oder auch in zeitlicher Abfolge zu kombinieren. Tabelle 2 zeigt eine Einteilung der wichtigsten (angebotsorientierten) Förderinstrumente, die Folgenden kurz behandelt werden. Der Schwerpunkt der Betrachtung liegt auf Einspeisetarifen.

Tabelle 2: Klassifikation von Förderinstrumenten erneuerbarer Energien²³

	Preisbasiert	Mengenbasiert
Investitionsbasiert	• Investitionszuschüsse • Investitionsbasierte Steuervergünstigungen	• Ausschreibungsmodelle
Erzeugungsbasiert	• Einspeisetarife • Erzeugungsbasierte Steuervergünstigungen	• Ausschreibungsmodelle • Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten

Einspeisetarifmodelle sind durch staatlich garantierte Preise für den eingespeisten Strom charakterisiert, wobei die Mindestvergütungen für spezifische Energieerzeugungstechnologien in der Regel im Zeitverlauf degressiv ausgestaltet sind. Dabei orientierten sich Mindestvergütung und Degression an den Kostenfunktionen der eingesetzten Technologien sowie an zugrunde gelegten Lerneffekten. Die Einspeisetarife²⁴ wer-

²² Vgl. nachfolgend Ragwitz et al. (2006), S. 6 f sowie Springmann (2005), S. 76 ff.

²³ Eigene Darstellung in Anlehnung an Ragwitz (2005), S. 3.

²⁴ Die Höhe der Vergütung kann an Hand verschiedener Vorgehensweisen festgelegt werden. Bspw. kann diese von eingesetzter Technologie oder Alter der Anlage (Degression) abhängen. Aber auch hinsichtlich des Basiszeitraums gibt es Variationsmöglichkeiten: etwa können die Einspeisetarife z.B. an Hand von Durchschnittswerten des jeweils vergangenen Jahres festgelegt werden, etc. Vgl. Klein et al. (2006).

den in regelmäßigen Abständen neu kalkuliert und entsprechend angepasst. Im Gegensatz zu Quotenmodellen existiert also kein quantifiziertes Ziel für den Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, vielmehr kann dieses Ziel durch eine Veränderung / Anpassung der Einspeisemindestvergütung beeinflusst werden. Die Kosten der Förderung können dabei bspw. durch eine Umlage beim Endverbraucher gegenfinanziert werden.

Für Anlagenbetreiber führen Einspeisetarife bei einer langfristig gesicherten Vergütungshöhe des erzeugten Stroms zu hoher Planungssicherheit beim Bau von Energieerzeugungskapazitäten. Das Fördersystem der Einspeisemindestvergütung ist durch eine hohe Effektivität, moderate Transaktionskosten sowie verhältnismäßig geringe Produzentenrenten charakterisiert. Eine technologiespezifische Orientierung der Förderhöhe bzw. ein Absenken der Vergütungshöhen entsprechend der Lernrate führt zudem zu einer hohen dynamischen Effizienz.²⁵ Andererseits ist es vergleichsweise schwer abzuschätzen, inwiefern die gesetzten Ausbauziele der erneuerbaren Energien erreicht werden können.

Prinzipiell ist bei einer Förderung durch Einspeisemindesttarife ein eigenverantwortlicher Verkauf von EEG-Strom möglich. Grundsätzlich hängt dies ab von der Differenz zwischen den gesetzlich garantierten Mindesttarifen und den Strompreisen: wenn der Strompreis zu einem bestimmten Zeitpunkt die Einspeisevergütung übersteigt, kann die Direktvermarktung u. U. eine gewinnbringende Alternative für den Stromproduzenten darstellen. Einspeisevergütungsmodelle können durch Förderungsmöglichkeiten der eigenständigen Vermarktung des produzierten Stroms erweitert werden. Dazu kann im Falle einer Eigenvermarktung ein Premium auf den erzielten Strompreis gezahlt werden, um diese „Marktoption“, im Vergleich zur Inanspruchnahme der gesetzlichen Einspeisemindesttarife, aufzuwerten. Diese Aufwertungsmöglichkeit wird in der vorliegenden Arbeit mit „Premium-Option“ bezeichnet. Im Falle der Marktoption schwankt die Vergütung mit dem Marktpreis.

Im spanischen Einspeisemindestvergütungsmodell mit Premium-Option haben Stromanbieter jährlich die Wahlmöglichkeit – d. h. jeweils für ein komplettes Jahr ohne die zwischenzeitliche Möglichkeit eines Wechsels – zwischen einer Festpreisoption und

²⁵ Vgl. Ragwitz (2005), S. 2.

einer Marktpreisoption. Im Falle der Festpreisoption wird die eingespeiste Strommenge entsprechend der Vergütungskategorien vergütet. Dabei orientiert sich die Vergütungshöhe an einem im jährlichen Rhythmus vom Staat festgelegten Durchschnittspreis. Im Falle der Marktpreisoption werden ein Premium sowie ein zusätzlicher Bonus für die Teilnahme am Strommarkt gezahlt.²⁶ Zudem werden den Stromanbietern neben einem Handel auf dem Strommarkt auch die Vermarktung über bilaterale Verträge sowie ein Handel mit Forwards gestattet. In einer Untersuchung von Klein et al. (2006) wurde die Akzeptanz dieser Wahlmöglichkeiten sowie der Verlauf der Vergütungshöhen für den Zeitraum Anfang 2004 bis Juli 2006 näher untersucht. So stieg der Anteil der Marktoption für EE insgesamt von Null im Juni 2004 bis auf 72 Prozent im Juli 2006 an. Im Falle der Windenergie betrug der Wert zu diesem Zeitpunkt bereits 93 Prozent. Es scheint, dass neben einer zusätzlichen Bonuszahlung die in 2004 erweiterten Vermarktungsalternativen zu einer großen Akzeptanz dieser Option geführt haben. Insgesamt stiegen seit 2005 die mengenspezifischen Förderkosten stark an, außerdem führten unsichere zukünftige Einzahlungen zu einer geringeren Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber.²⁷

Weitere Länder, in denen Premium-Modelle eingeführt wurden bzw. geplant sind,²⁸ sind Tschechien, Dänemark, Slowenien, Estland sowie die Niederlande. Das tschechische Modell ist dem spanischen Modell sehr ähnlich: auch dort gilt die Entscheidung zwischen Markt- und Festpreisoption jeweils für ein Jahr, die jeweiligen Einspeisetarife und Bonuszahlungen werden im jährlichen Rhythmus neu festgelegt. In Dänemark gilt für alle Onshore-WKA, die ab Anfang 2003 in Betrieb gingen, ein Premium-Tarif ohne die alternative Wahlmöglichkeit einer festen Einspeisevergütung. Sie bekommen für den eingespeisten Strom ein fixes Premium von 1,34 Euro / kWh zusätzlich zum jeweiligen Börsenpreis. Zwischenzeitlich wurde hier ein Gesamt-Cap von 4,83 Euro / kWh eingeführt, welches jedoch in 2004 wieder abgeschafft wurde. Das dänische Premium-Modell führte nicht zu einem verstärkten Ausbau der Onshore-Windkraft: im Trend ist der jährliche Zubau seit 2000 insgesamt abnehmend. In Slowenien wurden die Förderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien vergleichsweise flexibel ausgestaltet: dort haben Stromerzeuger die Möglichkeit, den produzierten Strom anteilig über Min-

²⁶ Vgl. dazu Ragwitz/ Huber (ohne Veröffentlichungsdatum).

²⁷ Vgl. Klein et al. (2006), S. 43 ff.

²⁸ Vgl. nachfolgend Klein et al. (2006), S. 43 ff sowie für einen allgemeinen Überblick über die Europäische Energiepolitik auch Anderson (2007).

destpreise vergüten zu lassen sowie den übrigen Teil zum Marktpreis zzgl. eines Premiums zu vermarkten. Zudem gilt hier eine weitere Besonderheit: die Vergütungshöhe muss für beide Optionen insgesamt gleichhoch sein. In den Niederlanden wurde für alle Formen der regenerativen Energieerzeugung einheitlich ein Premium-Modell eingeführt, ohne Alternative in Form einer reinen Einspeisemindestvergütung. In Estland schließlich gelten derzeit Einspeisemindestvergütungen, ein optionales Premium-Modell befindet sich in Vorbereitung.

Bei **Quotenmodellen** werden Mindestanteile von Strom aus erneuerbaren Energien festgelegt. Das Erreichen dieser Mindestquoten kann grundsätzlich über verschiedene Regulierungsansätze erreicht werden, wobei die Quotenhöhe absolut oder relativ definiert sein kann. Innerhalb der Quote können weiterhin feste Kontingente für bestimmte Stromerzeugungstechnologien definiert werden. Häufig werden Quotenmodelle mit einem Zertifikate-Handel gekoppelt. Dazu werden allen Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung, entsprechend der Menge an erzeugtem „grünem“ Strom, Zertifikate zugeteilt, die auf einer entsprechenden Handelsplattform handelbar sind. Stromversorger werden zur Erfüllung einer bestimmten Mindestquote von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtet. Der Strom wird zu normalen Börsenpreisen gehandelt, die Stromanbieter bekommen die Mehrkosten der Stromerzeugung über den Verkauf ihrer Zertifikate erstattet.²⁹ Der Stromversorger hat verschiedene Möglichkeiten zur Erfüllung seiner Auflagen, wie bspw. den Betrieb eigener Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien oder einen Zukauf entsprechender Mengen an Zertifikaten. Im Gegensatz zu anderen Fördermodellen wird bei Quotenregelungen der Strom aus erneuerbaren Energien bereits über den regulären Strommarkt gehandelt, dieser steht also bereits in Preiskonkurrenz zu Strom aus konventionellen Erzeugungskapazitäten. Lediglich die Zusatzkosten werden über den Verkauf der bei der Erzeugung in entsprechender Menge ausgegebenen Zertifikate erstattet. Inwiefern diese Förderregelung eine Direktvermarktung ermöglicht, hängt davon ab, welchen Marktakteuren eine Mindestquote auferlegt wird. Wenn die Quote alle stromabnehmenden Akteure betrifft, stellt dieses Förderinstrument die „Reinform“ eines direktvermarktungskompatiblen Förderregimes dar – allerdings unterstützt durch eine Mengenvorgabe. Bei entsprechender Eingrenzung der Quotenpflicht, bspw. auf Stromversorger, reduzieren sich die Möglichkeiten zur Direktvermarktung entsprechend.

²⁹ Vgl. Menges (1999).

Bei **Ausschreibungsmodellen** werden in festgelegten zeitlichen Abständen Mengenkontingente für bestimmte Technologien ausgeschrieben, um die sich Anbieter regenerativen Stroms bewerben können und Strommengen zu Preisen anbieten. Für Strom, der im Rahmen dieser Kontingente produziert wird, bestehen Abnahmegarantien, die Zuschläge werden in Abhängigkeit des Angebotspreises erteilt. Die Festsetzung von Mengen unterliegt hierbei keinen operationalisierbaren Regelungen. Eine Direktvermarktung unter diesem Förderregime ist eher unwahrscheinlich, da bei einer ausreichenden Menge an abnahmepflichtigen Kontingenten – und davon ist bei einer wirksamen Förderung erneuerbarer Energien auszugehen – für Stromanbieter kein Anreiz besteht, auf eine gesicherten Abnahme des produzierten Stroms zu verzichten.

Im Rahmen von **Steuervergünstigungen** werden – unterstellt man den am häufigsten benutzten Fall des erzeugungsbasierten Ansatzes – die Kosten der Energieerzeugung aus EE durch Steuerbefreiungen bzw. Steuervergünstigungen gesenkt. Diese Art der Förderung unterstellt implizit eine reguläre Vermarktung des (subventionierten) Stromes. Es liegt maßgeblich an der Höhe der staatlichen Förderung, inwiefern EEG-Strom also tatsächlich im Wettbewerb mit Strom aus konventioneller Energieerzeugung steht.

2.4 Die Förderung von Windenergie in Deutschland

Erneuerbare Energien werden in Deutschland in vielfältiger Art gefördert. Die Förderung reicht von Bundeszuschüssen für Forschungseinrichtungen bzw. Forschungsvorhaben über verbilligte Darlehen für Investoren bis hin zu Mindesteinspeisevergütungen im Rahmen des EEG.³⁰

Mit dem Ziel, bestehende Kostennachteile der Stromerzeugung erneuerbarer Energien gegenüber konventioneller Energiegewinnung auszugleichen, ist für die Markteinführung von erneuerbaren Energien in erster Linie die finanzielle Förderung maßgeblich. In diesem Kontext gibt es eine Vielzahl gesetzlicher Regelungen sowie öffentliche Förderprogramme des Bundes. Insgesamt lassen sich die Fördermaßnahmen auf übergeordneter Ebene in Investitionskostenzuschüsse für den Aufbau von Kapazität und Betriebskostenzuschüsse für die Erzeugung von Elektrizität einteilen. In Tabelle 3 sind mögliche Förderarten zusammengestellt.

³⁰ Vgl. auch Hausner/ Simon (2006), S. 774 f sowie für eine Untersuchung des politischen Entscheidungsprozesses bei der Förderung von Windkraft auch Jacobsson/ Lauber (2006).

Tabelle 3: Erneuerbare-Energien-Förderung in Deutschland

Investitionskostenzuschüsse	Betriebskostenzuschüsse
Festbetrag Betrag, abh. v. Anlagengröße Verbilligte Darlehen durch: ▪ Teilschulderlass ▪ Geringere Zinshöhe ▪ Dauer der Zinsfestsetzung ▪ Tilgungsmodalitäten	Einspeisevergütungen Steuervergünstigungen bei: ▪ Einkommenssteuern ▪ Verbrauchssteuern

Verbilligte Darlehen werden auf Bundesebene durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) vergeben. Hierzu zählt (zum Teil) auch das „Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien“, deren Darlehensförderung durch die KfW-Förderbank abgewickelt wird. Ebenfalls dieser Kategorie ist das „ERP-Umwelt- und Energiesparprogramm“ zuzuordnen. Das Programm wurde ursprünglich von der Deutschen Ausgleichsbank betreut und wird (nach deren Fusion mit der Kreditanstalt für Wiederaufbau) ebenfalls von der KfW-Förderbank abgewickelt. In der Zeit von 1990 bis 2005 betrug der Anteil von Windkraftprojekten an der Gesamtförderung dieses Programms etwa 88 Prozent.³¹ An dieser Stelle soll jedoch nicht auf alle Förderprogramme des Bundes eingegangen werden, im Folgenden wird eine Beschreibung des EEG-Fördermechanismus für Windenergie im Vordergrund stehen.³²

2.4.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das EEG in seiner ursprünglichen Fassung trat am 1.4.2000 in Kraft und wurde zum 1.8.2004 novelliert. Nicht nur aus Sicht der aufgewendeten Fördermittel, sondern auch hinsichtlich seiner Bedeutung für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, ist das EEG von zentraler Bedeutung. Es dient der Umsetzung der Europäischen Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.³³ Erklärter Zweck des Gesetzes ist es, „(...) die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, (...)“ sowie dazu beizutragen, „(...) den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr

³¹ Dies entspricht einem absoluten Anteil von 9,4 Mrd. Euro. Siehe dazu Staiß (2007).

³² Für eine Übersicht über Förderprogramme des Bundes siehe Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007e) oder www.energiefoerderung.info.

³³ Vgl. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2001).

2020 auf mindestens 20 Prozent zu erhöhen.“³⁴ Als zentrales Instrument sind dabei Einspeisemindestvergütungssätze, die Verpflichtungen der Netzbetreiber zur vorrangigen Einspeisung und die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien gesetzlich festgeschrieben.³⁵

Die gesetzliche Mindestvergütung für Strom aus Windenergie wird nach der aktuellen Förderregelung grundsätzlich 20 Jahre gezahlt und unterteilt sich in eine (erhöhte) Anfangs- und eine (im Vergleich niedrigere) Endvergütung. Diese Vergütungsstufen variieren in der Höhe der Zahlung und der zeitlichen Dauer. Bei der Berechnung der Einspeisetarife wird zwischen Onshore-, Offshore-³⁶ sowie Repowering-Anlagen³⁷ unterschieden.

Onshore-WKA erhalten eine erhöhte Anfangsvergütung für mindestens 5 Jahre. In Abhängigkeit von Standortertrag (Windstromertrag der ersten 5 Betriebsjahre) und Referenzertrag (s. u.) kann sich die Zahlung der Anfangsvergütung verlängern. Grundvergütungen sowie entsprechende Erhöhungen sinken um 2 Prozent jährlich³⁸, bezogen auf die Vergütungssätze des Jahres der EEG-Novellierung (2004). Die Länge der erhöhten Anfangsvergütung einer Anlage orientiert sich am Vergleich mit dem Referenzertrag des jeweiligen Anlagentyps an einem Standort mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 Metern Höhe. Nach dem Referenzertrag (bzw. sog. Referenzstandortmodell) setzt sich diese erhöhte Anfangsvergütung gem. §10 Abs. 1 EEG aus der Grundvergütung von 5,5 ct/kWh plus (derzeit) 3,2 ct/kWh zusammen. Die Dauer des Vergütungsaufschlags von 5 Jahren gilt zunächst für Anlagen mit einem, mit der Referenzanlage verglichenen, Stromertrag von mindestens 150 Prozent und verlängert sich in Abhängigkeit dieser Relation. Ist der Ertrag geringer, so verlängert sich die erhöhte Anfangsvergütung für jede 0,75 Prozent, die die Anlage 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet, um jeweils 2 Monate. Minimale Untergrenze des Ertrages einer zula-

³⁴ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) vom 21.07.2004, Paragraph 1, Absatz (1) und (2).

³⁵ Vgl. auch Hausner/ Simon (2006), S. 775 ff.

³⁶ gem. §10 Absatz 3 EEG werden Anlagen, die mindestens drei Seemeilen von der Küstenlinie entfernt errichtet werden, als Offshore-Anlagen bezeichnet.

³⁷ Mit Repowering wird das Ersetzen alter WKA durch neuere und leistungsstärkere Anlagen bezeichnet.

³⁸ Die jährliche Degression betrug vor der Novellierung 1,5 Prozent, wurde also um 0,5 Prozentpunkte erhöht. Der Gesetzgeber berücksichtigt damit Lerneffekte beim Bau von Windkraftanlagen.

genberechtigten Anlage sind 60 Prozent im Vergleich zur Referenzanlage.³⁹ Dies ist die Untergrenze der EEG-Förderung.

Anlagen, die im Rahmen des sog. Repowering Altanlagen ersetzen, werden gegenüber Neuanlagen bessergestellt. Gemäß §10 Abs. 2 EEG verlängert sich hier die erhöhte Anfangsvergütung für jeweils 0,6 Prozent Unterschreitung von 150 Prozent des Referenzertrages. um zwei Monate. Die Bedingung hierfür ist eine Erhöhung der Leistung, im Vergleich zur Altanlage, um mindestens das Dreifache.

Für Offshore-Anlagen sind die Förderregelungen ähnlich: Gemäß §10 Abs. 3 EEG beträgt die Mindestvergütung 6,19 ct/kWh. Diese erhöht sich für Anlagen, die bis Ende 2010 in Betrieb gehen, um 2,91 ct/kWh; im Gegensatz zu Anlagen auf dem Festland beträgt jedoch die Mindestlaufzeit der erhöhten Vergütungssätze 12 Jahre und variiert in Abhängigkeit von Wassertiefe und Küstenentfernung. Für jeden Meter Wassertiefe, gemessen ab 20 Meter, verlängert sich die Anfangsvergütung um 1,7 Monate sowie für jede Seemeile über 12 Seemeilen Küstenentfernung noch einmal um 0,5 Monate. Eine Degression der Mindestvergütungssätze beginnt hier erst ab 2008. Für alle Anlagen, die ab dem 01.01.2011 in Betrieb gehen, gilt von Beginn an die Endvergütung.

Zur exemplarischen Berechnung von unterschiedlichen Längen der erhöhten Vergütungsstufen (von Onshore-Anlagen) und mithin von Möglichkeiten entsprechend großer Unterschiede bei durchschnittlichen Vergütungssätzen, wurden in Tabelle 4 zwei WKA in verschiedenen Regionen zugrunde gelegt. Für die Anlage an einem Standort mit mittleren Windverhältnissen im Mittelgebirge ergibt sich eine Länge der ersten, erhöhten Vergütungsstufe von 15 Jahren. Die Mindestlaufzeit der ersten Vergütungsstufe wurde also um 10 Jahre verlängert. Bei einer WKA an einem windreichen Küstenstandort findet keine Verlängerung statt, da ein Windstromertrag im Vergleich zur Referenzanlage von 150 Prozent erreicht wird.

³⁹ Damit wurden Bedenken Rechnung getragen, eine Förderung von verhältnismäßig ineffizienten Windkraftanlagen könnte aufgrund der Masse eine „Verspargelung“ der Landschaft verursachen. Ziel ist vielmehr, die Gesamtzahl an Windenergieanlagen durch Förderung großer, leistungsstarker Anlagen möglichst gering zu halten.

Tabelle 4: Ermittlung der Länge der ersten Vergütungsstufe von Windkraftanlagen

WKA-Standort	Mittelgebirge	Küste
Ertrag im Vergleich zur Referenzanlage nach Ablauf von 5 Jahren	105%	150%
Berechnungsgrundlage: Unterschreitung des maximalen Referenzertrages von 150 Prozent	45%	0%
Verlängerung der ersten Vergütungsstufe um 2 Monate je 0,75%-Unterschreitung des maximalen Referenzertrages	Verlängerung der ersten Vergütungsstufe um 10 Jahre	keine Verlängerung der ersten Vergütungsstufe
Länge der ersten Vergütungsstufe	15 Jahre	5 Jahre

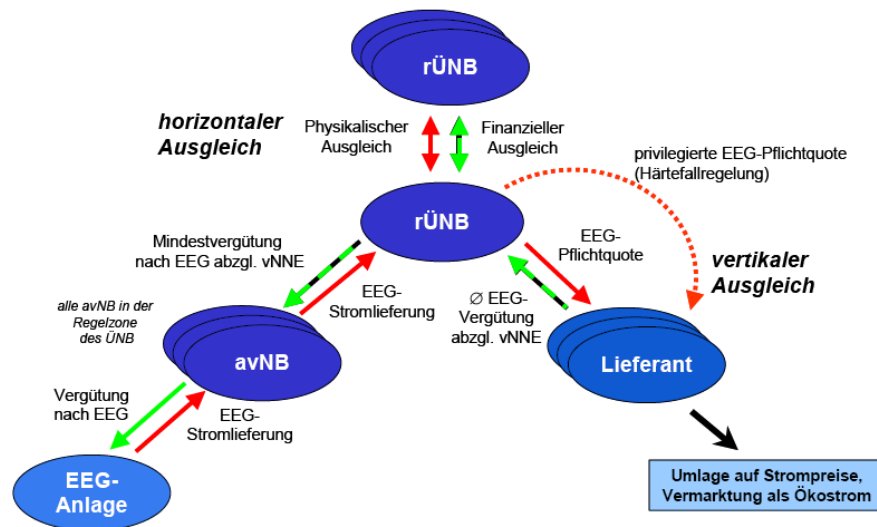
2.4.2 Der EEG-Wälzungsmechanismus

Mit dem EEG-Wälzungsmechanismus wird einerseits die Einspeisung des Windstroms (bzw. des EEG-Stroms im Allgemeinen) in das Stromnetz, die bundesweite Verteilung über das Transportnetz sowie die Zuführung zum Endverbraucher und andererseits die Wälzung der Kosten der gesetzlichen Einspeisetarife vom Endverbraucher zum Stromproduzenten (Umlage) bezeichnet. Dabei übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den Betrieb des Übertragungsnetzes ihrer jeweiligen Regelzone.⁴⁰ Die Verteilnetzbetreiber (VNB) sind für den Betrieb der Nieder- und Mittelspannungsnetze in einzelnen Gebieten und deren Anschluss an andere Stromnetze zuständig. Der produzierte Windstrom wird beim VNB eingespeist.

Um einer ungleichen Gesamtbelastung auf der Ebene der ÜNB aufgrund regional unterschiedlicher eingespeister EEG-Mengen entgegenzuwirken, ist gem. §14 EEG Abs. 1 ein – zunächst vorläufiger – bundesweiter finanzieller Ausgleich vorgesehen. In Verbindung mit dem physikalischen Ausgleich der eingespeisten Strommengen wird dies – wie in Abbildung 2 dargestellt – auch als horizontaler Ausgleich bezeichnet. Die ÜNB sind gem. §14 EEG Abs. 2 verpflichtet, *„bis zum 30. September eines jeden Jahres die Energiemenge, die sie im vorangegangenen Kalenderjahr nach §5 abgenommen und vergütet sowie nach Absatz 1 vorläufig ausgeglichen haben (...)“*, zu ermitteln. Der vertikale Wälzungsprozess besteht aus dem „fiktiven“ Wälzen von Mengen entsprechend der EEG-Stromerzeugung zum Endverbraucher sowie des entgegengesetzten Transfers der EEG-Umlage vom Endverbraucher, über den ÜNB, zum Stromerzeuger.

⁴⁰ Das deutsche Stromnetz ist in vier Regelzonen unterteilt, deren Betrieb auf die Energieunternehmen E.ON, Vattenfall, RWE und EnBW aufgeteilt ist.

Abbildung 2: EEG-Wälzungsmechanismus⁴¹



Im Zuge der Direktvermarktung können sich hier Auswirkungen verschiedener Art ergeben. Nach Ansicht der ÜNB kann es zu Mehrkosten kommen, wenn das sog. EEG-Band⁴² durch kurzfristige Vermarktung an der Strombörse abnimmt und Lieferverpflichtungen nicht nachgekommen werden kann. Es können sich dann Notwendigkeiten zum kurzfristigen Zukauf von Strom an der Börse ergeben, die ihrerseits Mehrkosten infolge höherer Spotmarktpreise verursachen. Im Rahmen der Analyse eines möglichen Direktvermarktungsablaufs in Kapitel 4 wird dies eingehender untersucht.

2.5 Direktvermarktungsformen für Windstrom

Anlagenbetreiber haben gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 und 3 EEG die Wahlmöglichkeit, den produzierten Strom entweder beim gem. § 4 Abs. 2 EEG zuständigen VNB einzuspeisen, oder an Dritte zu veräußern. Aus dem Verhältnis des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zum EEG ergibt sich, dass Anlagenbetreiber an der Eigenvermarktung durch derzeitige Branchenpraktiken oder anderen gesetzlichen Regelungen zunächst nicht beschränkt werden dürften. Von im EnWG geregelten evtl. abweichenden Verpflichtungen werden EEG-Stromanbieter – vorbehaltlich, dass der Strom vollständig als EEG-Strom angesehen wird – gem. § 2 Abs. 2 EnWG ausgenommen. Wenn der Stromprodu-

⁴¹ Vgl. Verband der Netzbetreiber (VDN) (2005), S. 5. avNB – aufnahme- und vergütungspflichtiger Netzbetreiber; rÜNB – regelverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber; vNNE – vermiedene Netznutzungsentgelte.

⁴² Das EEG-Band bezeichnet die von den ÜNBs eingeplanten EEG-Strommengen zur Erfüllung der Lieferverpflichtungen (Monatsbänder) an die nachgelagerten Stromversorgungsunternehmen. Der Umfang dieser, in den Grundlastbändern enthaltenen, EEG-Quote wird vom VDN monatlich festgesetzt. Dazu: Verband der Elektrizitätswirtschaft -VDEW- e.V. (2005).

zent nun am Markt mindestens einen Preis in Höhe des Vergütungssatzes erzielen kann, so ergeben sich Möglichkeiten von Mehrgewinnen.

Wie bereits in Abschnitt 2.1.1 beschrieben, bildet zunächst der Handel an der Strombörse eine mögliche Form der offenen Vermarktung. Dabei ist ein Handel an den Intraday- und Day Ahead Spotmärkten möglich, wobei dies, wie noch gezeigt wird, derzeit nur zu einzelnen Hochpreisphasen möglich ist. Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist ein Handel jedoch langfristig nur dann gewinnbringend, wenn zwischenzeitliche Schwankungen in der Stromproduktion kurzfristig ausgeglichen werden können. Dies kann entweder durch ein Pooling von mehreren Anlagen derselben Erzeugungstechnologie oder von Anlagen verschiedener Erzeugungstechnologien erreicht werden. So erscheinen zunächst für Betreiber einer größeren Anzahl von Anlagen Aussichten auf zusätzliche Gewinne bei überschaubarem Mehraufwand möglich.⁴³

Daraus ergibt sich eine weitere Form der Vermarktung von Windstrom an der Strombörse: durch Finanzintermediäre, die den Anlagenbetreibern nachgeschaltet sind und den Strom an der Börse weitervermarkten.⁴⁴ Weiterhin besteht die Möglichkeit einer offenen Vermarktung in Form von langfristigen Lieferverträgen. Dies kann Lieferungen an Unternehmen – bspw. wäre schon die Lieferung an Finanzintermediäre hier einzuordnen – betreffen, auch lassen sich Versorgungsverträge mit privaten Haushalten dazuzählen. Schließlich sind Möglichkeiten denkbar, Strommengen nach Börsenschluss an ÜNB, etwa zum Ausgleich des EEG-Bandes, weiterzuveräußern.⁴⁵

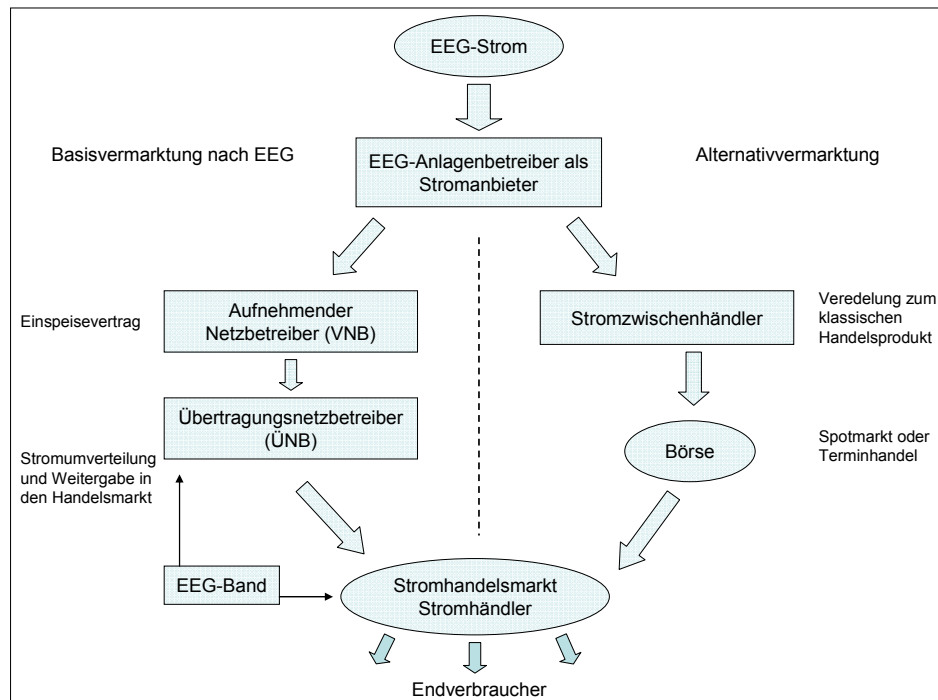
Um Ansätze von Direktvermarktungsmöglichkeiten zu skizzieren, werden in Abbildung 3 die verschiedenen Marktakteure in eine Beziehung zueinander gebracht. Dabei wird in der linken Hälfte der Grafik die bisherige Struktur der Einspeisung verdeutlicht. In der rechten Hälfte ist der Absatzkanal über die Börse dargestellt.

⁴³ Telefoninterview mit Dr. Matthias Lange von Energy&Meteo Systems am 07.08.2007.

⁴⁴ Für EEG-Strom aus Anlagen mit einer konstanten Einspeischarakteristik, etwa Biomasse-Anlagen, bietet sich zudem die Möglichkeit des Stromhandels auf Regelenergiemärkten, wobei es der Sicherstellung einer genauen Trennung von Minutenreserveleistungsvermarktung und Einspeisung gem. EEG bedarf.

⁴⁵ Vgl. die Stellungnahme von Statkraft Markets GmbH vom 22.6.07 zum Verfahren der Bundesnetzagentur zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen (BK6-07-003).

Abbildung 3: Marktzugang nach EEG⁴⁶



Die vorliegende Arbeit orientiert sich an einer Direktvermarktung an der Strombörse bzw. auf Grundlage von Börsenstrompreisen. Auch wenn anzunehmen ist, dass sich Direktvermarktung zukünftig nicht nur auf einen reinen Börsenhandel beschränken wird, erscheint dieses Vorgehen praktikabel, da der Börsenpreis grundsätzlich auch für andere Vermarktungskanäle Relevanz besitzt.⁴⁷

⁴⁶ Eigene Darstellung in Anlehnung an STEAG Saar Energie AG (2007). Die bisher beschriebenen Stromhändler entsprechen in dieser Darstellung den Stromzwischenhändlern.

⁴⁷ Darüber hinaus wäre eine Untersuchung von Langfristverträgen als Direktvermarktungsmöglichkeit interessant. Aufgrund des begrenzten Umfangs der Arbeit soll dies jedoch nicht weiter behandelt werden.

3 Direktvermarktungspotenziale im deutschen Windstrommarkt

Im Hinblick auf eine spätere Analyse von konzeptionellen Weiterentwicklungen des EEG wird in diesem Kapitel die empirische Grundlage geschaffen. Unter dem Potenzial des direktvermarktbar Windstroms wird die Strommenge verstanden, für die eine eigenständige Vermarktung, im Vergleich zur Inanspruchnahme des gesetzlichen Einspeisetarifs, eine gewinnbringende Alternative darstellt. Bei der Abschätzung dieses Potenzials – sowohl gegenwärtig als auch zukünftig – gilt es drei zentrale Faktoren zu berücksichtigen: die gesetzlichen und gemäß EEG jährlich sinkenden Einspeisetarife, Großhandelstrompreise bzw. Strompreisprognosen und die Einspeisecharakteristik von Windstrom mit der Menge des im Tagesverlauf eingespeisten Stroms. Zusätzlich sind Volatilitäten bei der Windstromproduktion einzubeziehen, da diese aus Sicht der Direktvermarkter gegebenenfalls zu Zusatzkosten führen.

Nach einer allgemeinen Betrachtung von Faktoren, die eine eigenständige Vermarktung von Windstrom beeinflussen, erfolgt die Ermittlung von gegenwärtigen Windstrommengen, für die die eigenständige Vermarktung eine gewinnbringende Alternative darstellt. Für eine Einschätzung der Grundbedingungen mittel- bis langfristiger Direktvermarktungspotenziale, werden zukünftige und sich gemäß den EEG-Degressionsätzen ergebende Einspeisemindesttarife, mit Strompreisen verglichen. Anschließend wird der Frage nach zukünftig möglichen Direktvermarktungsmengen, in Abhängigkeit von Übertritten der WKA in jeweils niedrigere Vergütungsstufen sowie in Abhängigkeit von Strompreisentwicklungen, nachgegangen.

Auf eine Betrachtung von Investitions- bzw. Wirtschaftlichkeitsrechnungen von Windenergieanlagen wird zunächst verzichtet. Bei einer Entscheidung, ob der Windstrom bereits existierender WKA durch einen gesetzlichen Mindestpreis oder an der Strombörse vermarktet wird, stellen Investitionskosten im wirtschaftlichen Sinne sunk costs dar und spielen bei der Wahl der Vermarktung zunächst keine Rolle.⁴⁸ Erst im Rahmen der Analyse konzeptioneller Weiterentwicklungen des EEG wird darauf Bezug genommen. Auf eine regional differenzierte Analyse von Direktvermarktungspotenzia-

⁴⁸ Eisenführ/ Weber (1999), S. 372.

len wird im Folgenden verzichtet, da das Fehlerrisiko aufgrund von zum Teil unvollständigen und regional unterschiedlichen Datenbeständen zu hoch erscheint.

3.1 Beeinflussende Variablen von Direktvermarktungsmöglichkeiten

Bevor Aussagen über Direktvermarktungspotenziale möglich sind, müssen dazu die beeinflussenden Faktoren sowie Nutzen und Risiken einer offenen Vermarktung aus Sicht der Direktvermarkter analysiert werden. Wie bereits in Kapitel 2.5 angedeutet, ist im Rahmen der Börsenvermarktung zur Erzielung eines Mehrgewinns bei überschaubarem Risiko eine Produktion handelbarer Stromprodukte grundlegend; aus diesem Grund sind Möglichkeiten zur Ausregelung von Produktionsschwankungen wichtig. Es kann daher bereits an dieser Stelle davon ausgegangen werden, dass es für Betreiber einzelner WKA ohne die Zwischenschaltung von Intermediären, die eine größere Zahl an Erzeugungskapazitäten bündeln, nicht lohnenswert ist, den Strom selbstständig und in Hochpreiszeiten an der Börse zu vermarkten. Vielmehr ist es notwendig, auf ein entsprechend großes WKA-Portfolio zurückgreifen zu können. Auch ein Pooling mit anderen Kraftwerkstypen fördert eine „Veredelung“ des produzierten Stroms zu einem handelbaren Produkt. Ein verbrauchsorientiertes Lastmanagement erfordert:⁴⁹

- Zuverlässigkeit
 - Planbarkeit
 - Liefersicherheit
- } des Handelsproduktes Strom.

Es gilt, Prognosefehler⁵⁰ in der Windvorhersage und die mithin auftretende Volatilität auszugleichen. In diesem Zusammenhang gewinnen die sog. virtuellen Kraftwerke zunehmend an Bedeutung. Mit virtuellen Kraftwerken wird die Kopplung bzw. Pooling und zentrale Steuerung von kleinen, dezentralen Kraftwerken (etwa Windkraft, Biomasse, Blockheizkraftwerke) bezeichnet. Durch ein koordiniertes Einspeiseverhalten lassen sich Lastspitzen ausgleichen und eine insgesamt gleichmäßigere Stromlieferung erzielen.

⁴⁹ Vgl. Bemann (2007).

⁵⁰ Vgl. zur Rolle von Prognosen bei der Windstromeinspeisung Zander et al. (2004), S. 27 ff.

Da Stromprodukte auf dem Spotmarkt in Stundenblöcken gehandelt werden, ist eine stundengenau Vorhersage mit möglichst großen Vorlauffristen notwendig. Zander et al. (2004) kommen bei einer Untersuchung von Prognosefehlerwahrscheinlichkeiten zu dem Ergebnis, dass bei einer Day-Ahead-Prognose 90 Prozent der Fehler im Bereich von 15 Prozent der Nennleistung oder darunter liegen. Im Bereich eines Vorhersagezeitraumes von 4 bis 16 Stunden ist dies bei 96 Prozent und bei Kurzfristprognosen bei 99,8 Prozent aller Fehler der Fall.⁵¹ Vor allem stundengenaue Prognosen für den nachfolgenden Tag sowie das Eintreffen von Schwach- bzw. Starkwindphasen sind dabei mit großer Unsicherheit behaftet, wie Pieper/ Fleckenstein/ Rosen (2007) anführen. Im Hinblick auf die Interpretation der im Folgenden ermittelten Prognosen ist dies zu berücksichtigen. In Abhängigkeit von der Anmeldefrist zur offenen Vermarktung muss es aus Sicht des Produzenten insgesamt möglich sein, die Lieferung einer Strommenge zu garantieren bzw. Risiken aufgrund von Volatilität oder Windvorhersagefehlern abzusichern. Bei Nichterfüllung werden kurzfristige Ausgleichsmaßnahmen in Form eines kostenintensiven Zukaufs, etwa am Intraday-Markt, notwendig, wodurch der Zusatzgewinn durch Direktvermarktung geschmälert oder sich – im Extremfall – Verlustmöglichkeiten ergeben.

Insgesamt gewinnt die Rolle von Stromhändlern oder Betreibern großer Windparks an Bedeutung. Nur für Marktakteure, die über entsprechend umfangreiche Ressourcen verfügen um regionale Erzeugungsschwankungen ausgleichen zu können, wird sich eine offene Vermarktung unter derzeitigen Bedingungen lohnen. So können Vermarkter ihr Portfolio neben einer Verteilung von Windparks über verschiedene Regionen bspw. auch durch kurzfristig regelbare Erzeugungskapazitäten, wie etwa Biogas, aufwerten.

3.2 Umfang des theoretischen Direktvermarktungspotenzials der Windenergie in Deutschland

Dieser Abschnitt gliedert sich in zwei Teile. Zunächst wird das Vermarktungspotenzial von Windstrom auf Basis des Jahres 2006 ermittelt. Im Anschluss daran folgt ein Ausblick auf die zukünftig zu erwartende Zunahme von Direktvermarktungspotenzialen sowie deren zeitlichen Verlauf.

⁵¹ Eine darüber hinausgehende, differenzierte Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeiten für einzelne Windparks / Regionen fällt jedoch schwerpunktmäßig nicht in den Rahmen der vorliegenden Arbeit und soll daher nicht behandelt werden.

3.2.1 Vorgehensweise und Datengrundlage

Bei der Ermittlung des Direktvermarktungspotenzials wird grundsätzlich die Differenz zwischen Börsenpreisen und Einspeisevergütungssätzen als entscheidungsrelevant angenommen. Dabei wird – wie einleitend beschrieben – durch die Länge der Perioden im Tagesverlauf, in denen der Börsenpreis die Vergütungssätze übersteigt sowie durch die Menge an Windstrom, der zu diesen Zeiten typischerweise eingespeist wird, auf das Direktvermarktungspotenzial geschlossen. Auch wenn eine Vermarktung von Windstrom an der Strombörse nicht die einzige Direktvermarktungsform darstellt, kann davon ausgegangen werden, dass Verlauf und Entwicklung der Börsenstrompreise auch für andere Vermarktungsformen – etwa für längerfristige Lieferverpflichtungen – grundsätzlich entscheidungsrelevant sind. Sobald der Strompreis an der Börse während einzelner Stunden die Einspeisemindesttarife übersteigt, entstehen zusätzliche Gewinnmöglichkeiten, die ein Stromhändler theoretisch durch Direktvermarktung abschöpfen kann. Daher ist es zunächst notwendig, eine geeignete Datenbasis für Strompreise und deren Tagesverlauf zu erhalten. Für die weitere Berechnung soll davon ausgegangen werden, dass für eine Direktvermarktung generell der Day-Ahead Markt relevant ist. Eine Intraday-Vermarktung wird von vornherein ausgeschlossen. Diese würde bei VNB und ÜNB zudem zu hohen Zusatzkosten führen.⁵² Außerdem wird angenommen, dass Transaktionskosten im Rahmen des Börsenhandels vernachlässigbar gering sind.⁵³ Als Datengrundlage der Spotmarktpreise werden die EEX Handelsergebnisse Spotmarkt⁵⁴ des vergangenen Jahres zugrunde gelegt.

Für eine Potenzialabschätzung ist es notwendig, den Umfang des je Vergütungskategorie eingespeisten Stromes zu ermitteln. Wie einleitend festgestellt wurde, existiert derzeit keine einheitliche Datenbank,⁵⁵ in der alle WKA mit Inbetriebnahmejahr und zugehöriger Vergütungskategorie erfasst sind. Gem. § 14a in Verb. mit § 15 Abs. 2 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, „(...) die für einen bundesweiten Ausgleich nach § 5 Abs. 2 und nach § 14 jeweils erforderlichen Daten, insbesondere die in den Absätzen 2 bis 5 genannten, zur Verfügung zu stellen.“ Damit werden die Netzbetreiber u. a. verpflichtet, die insgesamt gezahlte Vergütung pro Vergütungskategorie zur Ver-

⁵² Derzeit streben Windstromerzeuger bzw. –händler jedoch keinen Intraday-Handel an. Vgl. Bundesnetzagentur (2007). Vgl. dazu auch das nachfolgende Kapitel.

⁵³ Laut Interview mit Dr. Matthias Lange von Energy&Meteo Systems am 07.08.2007

⁵⁴ European Energy Exchange (EEX) (2007).

⁵⁵ Oder zumindest keine öffentlich zugängliche Datenbasis.

fügung zu stellen. Diese Daten werden im Folgenden verwendet. Wenngleich auch Anlagenstammdaten aller in den jeweiligen Übertragungsnetzgebieten errichteten WKA öffentlich gemacht werden und diese detaillierte Informationen, etwa über Standort, Nennleistung oder Inbetriebnahmejahr der WKA bieten, erlauben sie jedoch noch keine Rückschlüsse auf die Menge des jeweils vergüteten Windstroms. Dazu sind weitere Angaben, wie etwa jährliche Volllaststunden oder prozentualer Anteil des Jahresertrages im Vergleich zum Referenzertrag notwendig. Schließlich stellen auch Einspeiseprofile von Windparks Unternehmensgeheimnisse dar und konnten daher für eine Analyse nicht herangezogen werden.⁵⁶ Alternativ sollen Einspeisewerte des in Deutschland produzierten Windstroms vom Verband der Netzbetreiber (VDN) verwendet werden. Zwar sind diese Daten über die Gesamtheit aller WKA aggregiert, ermöglichen jedoch Aussagen über die durchschnittliche Einspeisecharakteristik von Windstrom im Tagesverlauf.

Um einen Anhaltspunkt über die Menge des eingespeisten Stroms je Vergütungskategorie zu erhalten, werden Werte über die Länge der ersten, erhöhten Vergütungsstufe benötigt. Die Höhe der Anfangsvergütung liegt derzeit bei etwa 8,2 ct/kWh. Da die Strompreise entsprechend der Prognosen auch langfristig darunter bleiben werden, kommen für eine Direktvermarktung zunächst nur WKA in Betracht, die sich in der zweiten Vergütungsstufe befinden. Hier übersteigt der Börsenpreis den Vergütungspreis während einzelner Perioden. Mit Hilfe der jährlichen Errichtungsdaten werden durchschnittliche Längen der ersten Vergütungsstufe ermittelt, wobei veränderte Technologien in Form von steigenden Leistungswerten sowie Standorte der neu installierten WKA Berücksichtigung finden.

3.2.2 Aktuelles Direktvermarktungspotenzial

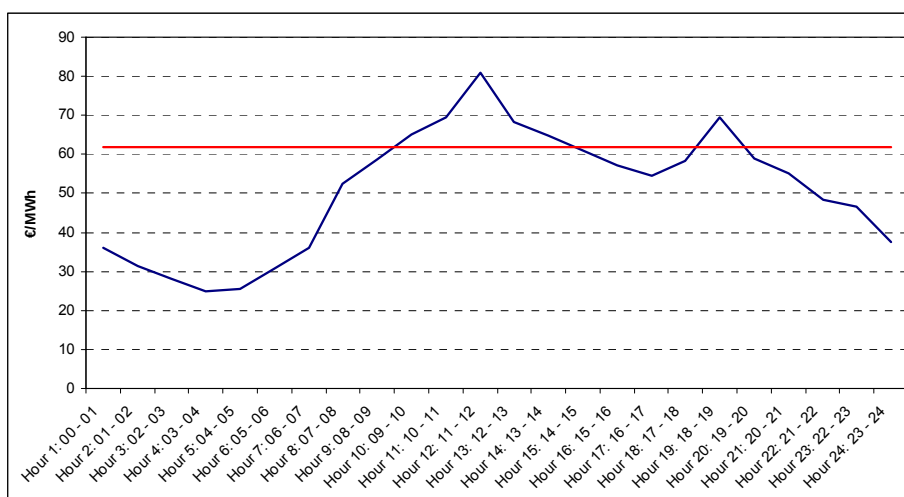
In den folgenden Abschnitten ist das aktuelle Direktvermarktungspotenzial Gegenstand der Untersuchung. Hierzu werden zunächst Spotmarktpreise im Tagesverlauf analysiert.

⁵⁶ Bspw. wurde eine entsprechende Anfrage an WPD gerichtet.

3.2.2.1 Spotmarktpreise im Tagesverlauf

Typisch für einen durchschnittlichen Tagesverlauf der Day-Ahead Spotmarktpreise sind zwei Hochpreisphasen. Abbildung 4 zeigt an Hand von Daten des Jahres 2006 deutlich die erste dieser Phasen während der Mittagsstunden mit kurzfristig über 80 € pro MWh. Die zweite Spitze am frühen Abend ist mit 70 € pro MWh etwas geringer ausgeprägt. Am frühen Morgen erreichen die Strompreise gegen 4 Uhr mit ca. 25 € pro MWh ihren Tiefpunkt. Die derzeit einzige in Anspruch genommene Vergütungskategorie der zweiten Stufe von 6,19 ct / kWh, wird durch die eingezeichnete Gerade verdeutlicht.⁵⁷ Es ergeben sich entsprechend den Hochpreisphasen täglich zwei Perioden, in denen eine Vermarktung im Vergleich zur Einspeisevergütung zu Mehreinnahmen führt: von 9 bis 14 Uhr und von 18 bis 19 Uhr.

Abbildung 4: Durchschnittliche Spotmarktpreise im Tagesverlauf 2006⁵⁸



3.2.2.2 Einspeiseverlauf von Windstrom

Für eine Abschätzung der potentiell direktvermarktaren Windstrommenge werden Einspeisedaten des VDN herangezogen. Wie Abbildung 5 auf der folgenden Seite zeigt, unterliegt der Einspeiseverlauf nur moderaten Änderungen im Tagesverlauf.

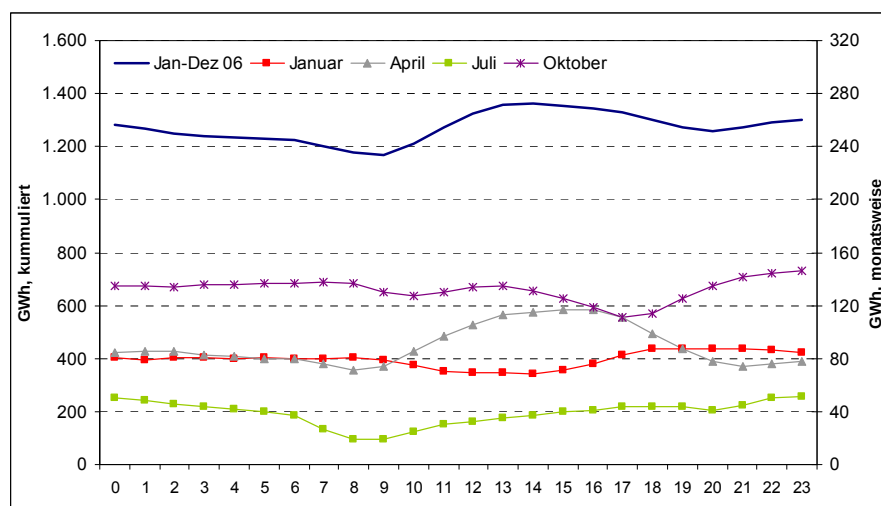
Die Einzelverlaufskurven für Januar, April, Juli und Oktober sollen die vier Jahreszeiten repräsentieren und zeigen tagsüber leicht uneinheitliches Verhalten. Die aggregierte Gesamtstrommenge ergibt ein relativ ausgewogenes Einspeiseprofil, jedoch mit

⁵⁷ Diese Vergütungskategorie („WiK72a-----01“) gilt bereits für einen Teil der bis 2001 in Betrieb genommenen WKA.

⁵⁸ Eigene Darstellung nach European Energy Exchange (EEX) (2007).

einer leichten Erhöhung in der Mittags- und frühen Nachmittagszeit. Für eine Berechnung der Windstrommenge, für die Vermarktungspotenzial besteht, soll daher insgesamt ein annähernd gleichbleibender Tagesverlauf der Windstromproduktion angenommen werden.

Abbildung 5: Einspeisecharakteristik von Windstrom in 2006⁵⁹



Insgesamt beträgt der anteilige Windstrom während der Hochpreisphasen von 9 bis 14 Uhr und von 18 bis 19 Uhr 25 Prozent. In der folgenden Tabelle sind die Werte der einzelnen Stunden angegeben, die zur Kalkulation der direktvermarktaren Strommengen verwendet werden.

Tabelle 5: Anteilige Windstromeinspeisung⁶⁰

09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	18-19	Gesamt
3,83%	3,96%	4,16%	4,34%	4,45%	4,26%	25,00%

3.2.2.3 Zwischenergebnis 1: Aktuelles Direktvermarktungspotenzial

Gemäß EEG-Abrechnung der Netzbetreiber⁶¹ wurden in 2006 insgesamt etwa 191.158 MWh Windstrom zur aktuell niedrigsten Vergütungsstufe von 6,19 ct /kWh eingespeist (welches einer Gesamtvergütung von ca. 11,83 Mio. € entspricht). Davon lagen bei (theoretischer) stundengenauer Direktvermarktung etwa 47.701 MWh in Phasen, in denen im Vergleich zur Einspeisemindestvergütung gewinnbringend vermarktet

⁵⁹ Eigene Darstellung nach Verband der Netzbetreiber (VDN) (2007). Die Gesamteinspeisung wird an der linken, die Einspeisung einzelner Monate an der rechten Ordinate abgetragen.

⁶⁰ Eigene Darstellung nach Verband der Netzbetreiber (VDN) (2007).

⁶¹ Vgl. Anhang.

werden kann. Zur Einordnung: dieser Anteil an der insgesamt eingespeisten Strommenge liegt unter 1 Prozent.

Aufgrund von unsicheren Einspeiseprognosen gilt es, ausgehend von diesen Werten, noch Unterschiede zwischen angemeldeter und tatsächlich produzierter Strommenge zu berücksichtigen. Stromlieferverträge werden üblicherweise vor dem Tag der physischen Lieferung abgeschlossen. Daher besteht für produzierte Strommengen, die – etwa aufgrund von unerwarteten Windzunahmen – Lieferverpflichtungen übersteigen, keine Abnahmepflicht gemäß Börsenpreis. Im umgekehrten Fall führt dies zu einem kostenintensiven, kurzfristigen Zukauf, um Lieferverpflichtungen einhalten zu können. Aus diesem Grund wird sich der im Vergleich zur gesamten Windstromeinspeisung ohnehin geringe Anteil noch einmal verringern. An der grundsätzlichen Erkenntnis, dass gegenwärtig nicht mit einer ausgeprägten Aktivität einer Windstromdirektvermarktung zu rechnen ist, ändert dies jedoch nichts.

Bestrebungen von Windstromproduzenten in Richtung einer eigenständigen Teilnahme am Strommarkt lassen, trotz des bisher sehr geringen Potenzials, den Schluss zu, dass hier frühzeitig Kompetenzen im Stromhandel aufgebaut werden könnten.⁶² Für eine Nutzung der Windenergie bei weiter steigenden Strompreisen und mithin zunehmenden Vermarktungspotenzialen, können diese Kenntnisse zu Wettbewerbsvorteilen führen. Welches Ausmaß diese Mengen mittel- bis langfristig annehmen können, wird im nachfolgenden Abschnitt untersucht.

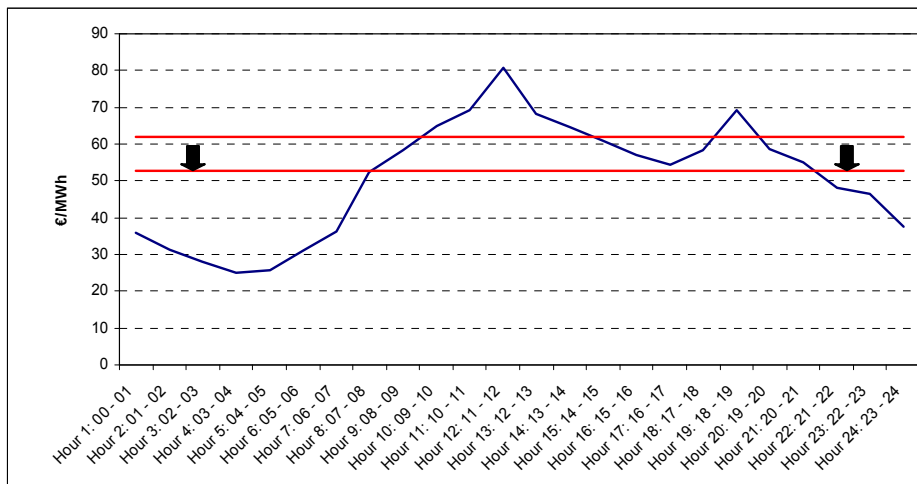
3.2.3 Zukünftige Direktvermarktungspotenziale

Aufbauend auf den Erkenntnissen über aktuelle Direktvermarktungspotenziale werden nun Prognosen des zeitlichen Verlaufs von Direktvermarktungsmöglichkeiten betrachtet. In Ergänzung zu Indikatoren zukünftiger Direktvermarktungspotenziale wird dabei einleitend verdeutlicht, in welchem Ausmaß sich tägliche Direktvermarktungsphasen bereits bei der zweiten Vergütungsstufe von in 2006 installierten WKA ausweiten. Wie auch zuvor in Abbildung 4 verdeutlicht, zeigt Abbildung 6 Perioden, in denen

⁶² Bspw. hat die wpd AG als Windparkbetreiber bereits Konzepte zur Direktvermarktung entworfen und macht deren Durchführung von der Klärung der offenen rechtlichen Fragen abhängig. (Telefoninterview mit Dr. Matthias Lange von Energy&Meteo Systems am 07.08.2007).

die eigenständige Vermarktung im Vergleich zur Einspeisemindestvergütung zu Mehrgewinnen führt.

Abbildung 6: Durchschnittliche Spotmarktpreise und zukünftige Einspeisevergütungen⁶³



Während aktuell die ersten WKA in eine mit 6,19 ct/kWh noch vergleichsweise hohe zweite Vergütungsstufe übertreten, wird für in 2006 in Betrieb genommene WKA die zweite Vergütungsstufe nunmehr 5,28 ct/kWh betragen. Es wird ersichtlich, dass für diese WKA in der zweiten Vergütungsstufe ein ausgeprägter Handel an der Börse, schon beim derzeitigen Strompreisniveau, durchgehend von den frühen Morgenstunden bis in den späten Abend gewinnbringend möglich sein wird. Werden zudem weiter steigende Strompreise und sinkende Vergütungssätze berücksichtigt, wird sich dieser Effekt noch verstärken.

In den beiden folgenden Abbildungen werden Peak-Strompreise gemäß der Prognosen von Prognos / EWI für den Energiegipfel 2007 zugrunde gelegt (mit Peak-Strompreisen werden in der Studie Strompreise zwischen 8 und 21 Uhr bezeichnet). In beiden Diagrammen werden den Strompreisen die gesetzlichen Vergütungen für On- und Offshoreanlagen gegenübergestellt, einmal die End- und einmal die Anfangsvergütungen. Dabei wird für die Vergütung von Strom aus Offshore-Anlagen eine jährliche Degression der Vergütungssätze von 2 Prozent angenommen, der Verlauf der Onshore-Windenergie basiert auf einer jährlichen Degression von einem Prozent.⁶⁴

⁶³ Eigene Darstellung nach European Energy Exchange (EEX) (2007).

⁶⁴ Vgl. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007d), S. 8.

Abbildung 7: Strompreise und Endvergütung im Zeitverlauf⁶⁵

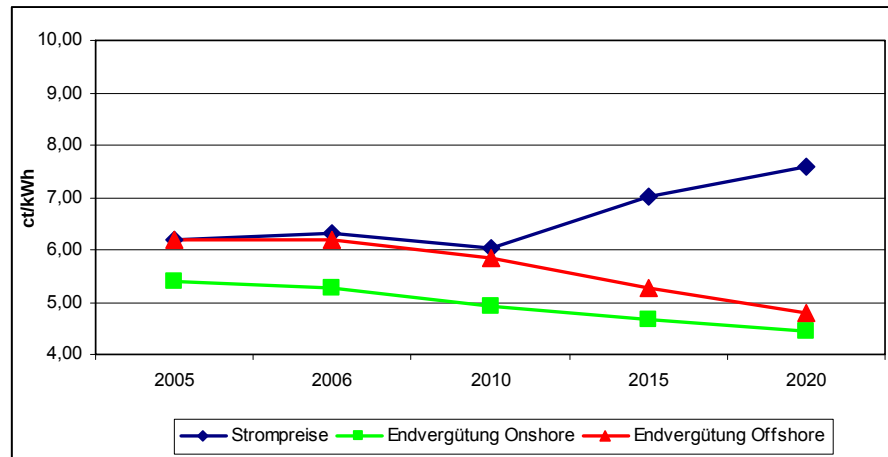


Abbildung 7 verdeutlicht den zeitlichen Verlauf der zuvor dargestellten, zunehmenden Phasen, in denen Direktvermarktung zu Börsenstrompreisen möglich ist. Ab 2010 wird die Differenz zwischen Strompreisen und Mindesteinspeisevergütung für neu in Betrieb gehenden WKA, aufgrund eines stärkeren prognostizierten Anstiegs der Strompreise, erheblich zunehmen. Es ist zu erwarten, dass die Anzahl der Stunden zunimmt, in denen die Erlöse einer Vermarktung im Vergleich zur gesetzlichen Vergütung höher sind. Im Tagesdurchschnitt bewegen sich die Strompreise derzeit insgesamt noch unter den Werten der zweiten Vergütungsstufe. Zudem sind Produktionsvolatilitäten zu berücksichtigen. Dies wird im Folgenden noch Gegenstand der Untersuchung sein.

Wie in Abbildung 8 auf der folgenden Seite dargestellt ist, würde bei Beibehaltung der derzeitigen Förderpraxis auch die erhöhte Anfangsvergütung, sowohl Onshore als auch Offshore, langfristig unter das am Markt erzielbare Strompreisniveau sinken. Aufgrund einer Durchschnittsbetrachtung der Peak-Strompreise schließt dies, analog zum Fall der Endvergütung, jedoch nicht aus, dass sich auch bei Zahlung der Anfangsvergütung vereinzelt bereits früher Möglichkeiten zur Direktvermarktung ergeben.

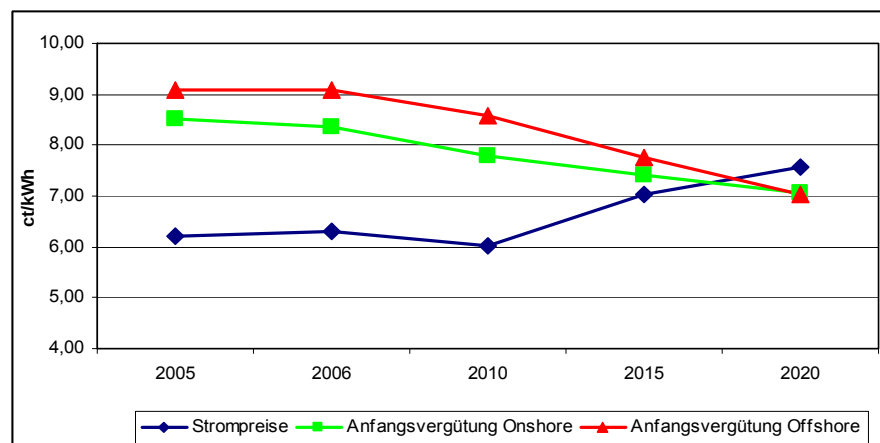
Insbesondere ab 2010 findet eine kontinuierliche Annäherung von durchschnittlichen Strompreisen und Einspeisemindestvergütung statt. Falls es, wie im BMU-Entwurf zum EEG-Erfahrungsbericht⁶⁶ angekündigt, bei einer jährlichen Degression der Einspeisetarife für Onshore-Windenergie von 1 Prozent bleibt und von einer Anpassung des EEG

⁶⁵ Die eingezeichneten Endvergütungssätze gelten jeweils für die in den jeweiligen Jahren in Betrieb genommenen WKA. Wann diese Sätze tatsächlich gezahlt werden hängt von der Dauer der jeweiligen Anfangsvergütung ab. Dazu wird im nachfolgenden Abschnitt Bezug genommen.

⁶⁶ Vgl. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007d).

in Intervallen von 4 bis 5 Jahren ausgegangen wird, so erscheint diese Annäherung – zumindest bis etwa 2015 – realistisch. Auch wenn eine Degression der Vergütungssätze primär mit Kostensenkungspotenzialen in der Windstromproduktion begründet wird, so wird doch insgesamt deutlich, dass dem EEG in Bezug auf Strompreisprognosen die langfristige Strategie einer allmählichen Annäherung von Einspeisevergütungssätzen an den Strompreis zugrunde liegt. Dies bedeutet aber auch, dass mittelfristig Erfahrungen auf Seiten der Produzenten im Stromhandel notwendig sind. Dieser Frage wird in den Folgenden Kapiteln weiter nachgegangen.

Abbildung 8: Strompreise und Anfangsvergütung im Zeitverlauf



Die bisher dargestellten Indikatoren zukünftiger Direktvermarktungspotenziale beziehen sich auf aktuelle Förderrichtlinien und verdeutlichen die zukünftige Entwicklung ohne Änderung der EEG-Förderung. In diese Darstellung wird im Folgenden der aktuelle Anlagenbestand miteinbezogen. Um einen Zusammenhang von Anlagenbestand und Übertritte einzelner WKA in jeweils abgesenkte Vergütungsstufen zu erhalten, werden zunächst Kenntnisse über durchschnittliche Längen der Vergütungskategorien benötigt. Darauf aufbauend werden die bisher angenommenen Entwicklungen von Strompreisen und Mindesteinspeisevergütung um durchschnittliche Laufzeiten der jeweils ersten Vergütungsstufe erweitert. Im Rahmen mittelfristiger Prognosen von Direktvermarktungspotenzialen werden analog durchschnittliche Base-Spotmarktpreise⁶⁷ der Stunden zwischen 8 und 21 Uhr zugrunde gelegt.

⁶⁷ Wenzel/ Diekmann (2006) untersuchten Möglichkeiten zur näherungsweisen Ermittlung der Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen und kommen zu dem Schluss, dass für eine möglichst repräsentative Schätzung der durchschnittlichen Bezugskosten gemäß § 15 Abs. 1 EEG als Datenbasis die EEX-Börsendaten des Phelix Base geeignet sind, eine Berücksichtigung der Peak-Strompreise empfehlen sie dagegen nicht. Vgl. S. 14.

3.2.3.1 Durchschnittliche Längen der Vergütungskategorien

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sowie in Anbetracht der öffentlich zugänglichen Datengrundlage, erscheint eine Annäherung an durchschnittliche Längen der ersten Vergütungsstufe durch Referenzerträge von im Markt mehrheitlich vertretenen WKA-Herstellern geeignet.⁶⁸ Dazu wurden die von der Fördergesellschaft für Windenergie veröffentlichten Referenzerträge nach Herstellern ausgewertet.⁶⁹ Die WKA-Hersteller Vestas und Enercon vereinigen auf sich zusammen knapp 70 Prozent der installierten Leistung, daher sollen die Referenzwerte dieser Hersteller besondere Berücksichtigung finden. Weiterhin wird für ältere WKA von einer durchschnittlichen Nennleistung bei Neuinstallationen (um das Jahr 2000) von einem Megawatt ausgegangen, während die derzeitige durchschnittliche Nennleistung der Neuinstallationen bereits 2005 auf etwa 1,9 MW gestiegen ist.⁷⁰

Mittelfristig kann – auch aufgrund eines zukünftig zunehmenden Repowerings von Altanlagen durch größere Neuanlagen – von einer mittleren Nennleistung des Anlagenbestandes insgesamt von 2,5 MW ausgegangen werden.⁷¹ Hinsichtlich der geographischen WKA-Verteilung wird etwa für die vergangenen 10 Jahre von einem Ausbau an der Küste sowie primär windreichen Binnenlandstandorten ausgegangen. Aufgrund einer zunehmenden Ausnutzung noch freier Bebauungsflächen richtet sich ein weiterer WKA-Ausbau – abgesehen von geplanten zukünftigen Offshore-Projekten – verstärkt auf vergleichsweise unattraktivere Standorte im Binnenland.

Wenn bundeslandspezifische WKA-Daten entsprechenden, herstellerabhängigen Referenzwerten gegenübergestellt werden, so ergeben sich mittlere Standorterträge, im Vergleich zu Referenzerträgen, von 70 bis 100 Prozent. Dies entspricht Längen der ersten Vergütungsstufen zwischen ca. 16 und 20 Jahren. Ein Ausbau zunächst an windreichen Standorten wirkt sich aufgrund höherer standortspezifischer Erträge tendenziell senkend auf die Dauer der Anfangsvergütung aus, wobei andererseits eine Nutzung von eher

⁶⁸ Zu einer möglichst repräsentativen Vorgehensweise bei gegebener Datengrundlage wurde Hr. Reeder von der Fördergesellschaft für Windenergie am 31.10.2007 telefonisch befragt.

⁶⁹ Vgl. dazu von der FGW - Fördergesellschaft Windenergie e. V. (2007) im Internet bereitgestellte, anlagenspezifische Referenzwerte. Beeinflussende Größen bei der Ermittlung von Referenzerträgen sind Technologieunterschiede der WKA-Hersteller, Nabenhöhe, Nennleistung sowie Rotordurchmesser bzw. Rotorkreisfläche.

⁷⁰ Vgl. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2006), S. 30 sowie DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut (2007).

⁷¹ Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2005), S. 17.

kleineren Anlagengrößen mit niedrigen Nabenhöhen auf die Vergütungsdauer der ersten Stufe verlängernd wirkt. Inzwischen kehrt sich dieser Effekt um: eine zunehmende Nutzung windärmerer Standorte im Onshore-Bereich führt zu steigenden Längen der erhöhten Vergütungsstufen, wogegen der Einsatz immer größerer Anlagen zu einer Absenkung der Vergütungslängen führt. Es wird angenommen, dass der Standorteffekt den Größeneffekt überkompensiert, so dass im Zeitverlauf insgesamt von einem leichten Anstieg der Zahlungsdauer der ersten Vergütungsstufe ausgegangen werden kann.

Eine mittelfristige Berücksichtigung von Offshore-Windenergie sowie Repoweringpotenzial erscheint unter derzeitigen Bedingungen nicht sinnvoll. Zwar besteht ein erhebliches Potenzial für Offshore-Windenergie, allerdings gibt es derzeit, abgesehen von Kapazitäten zu Forschungszwecken, noch keine kommerzielle Stromerzeugung offshore.⁷² Erst in einer langfristigen Perspektive bis etwa 2020 ergäben sich erste Direktvermarktungsmöglichkeiten für Windenergie. Zu bisherigen Bedingungen können sich in diesem Zeitraum zu Hochpreisphasen vereinzelt gewinnbringende Möglichkeiten eines Börsenverkaufs ergeben. Allerdings wird der Umfang des Direktvermarktungspotenzials erst bei später eine signifikante Größe annehmen.

Hinsichtlich des Repowering von Altanlagen sind Prognosen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Das Repowering-Potenzial hängt im Wesentlichen von Flächennutzungsplänen ab. Diese wurden jedoch zu Zeiten erstellt, in denen Möglichkeiten des Repowering bzw. technische Möglichkeiten noch nicht im heutigen Ausmaß bekannt waren. Bisher existieren dadurch für geeignete Standorte häufig Abstandsflächen- und Höhenregelungen, die ein Repowering durch größere Anlagen nicht zulassen. Der unter Status Quo Bedingungen in Betracht kommende Anlagenbestand ist zudem noch relativ jung.⁷³ In 2006 wurden knapp 140 MW durch Repowering errichtet⁷⁴ – dies stellt zugleich den höchsten, bisher erreichten Wert dar.

3.2.3.2 Zwischenergebnis 2: Zukünftige Direktvermarktungspotenziale

Durch eine Kombination von durchschnittlichen Längen der Vergütungsstufen und jährlichen Einspeisewerten gemäß Vergütungskategorien, lassen sich Erkenntnisse über

⁷² Vgl. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2006), S. 10.

⁷³ Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2005), S. 13 ff, sowie Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2006), S. 9 f.

⁷⁴ Vgl. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007e), S. 8.

zukünftige Wechsel von Windstrommengen in die jeweils niedrigere, zweite Vergütungsstufe gewinnen. Aufgrund nur vereinzelt zur Verfügung gestellter Werte für Anlagen, die bis 2001 errichtet wurden, sollten diese Prognosen jedoch mit Vorsicht interpretiert werden.

Für Anlagen, die bis 2001 in Betrieb gingen, wird eine durchschnittliche Länge der ersten Vergütungsstufe von 16 Jahren angenommen und diese für neuere Anlagen bis auf 18 Jahre verlängert. So lässt sich insgesamt auf einen leichten Anstieg des jährlichen Direktvermarktungspotenzials schließen. In Anbetracht der vergleichsweise niedrigen Erzeugungskapazitäten von Anlagen der 1990er Jahre, ist in den kommenden Jahren nicht mit einem signifikanten Anstieg von direktvermarktbarem Windstrom zu rechnen. Diese Mengen werden jedoch mit dem Auslaufen der ersten Vergütungsstufe für Anlagen, die um das Jahr 2000 in Betrieb gingen, stark ansteigen. Bei einer unterstellten Vergütungsdauer der ersten Stufe von 16 Jahren, ist damit in etwa 8 Jahren zu rechnen. Unter Berücksichtigung eines Anstiegs des Peak-Strompreises bis 2015 um ca. 13 Prozent⁷⁵ würde dies eine gewinnbringende Vermarktungsmöglichkeit fast während des gesamten Tages – von 8 bis 16 Uhr und von 17 bis 21 Uhr – bedeuten.

Bezogen auf die relevanten Tagesstunden erscheint insgesamt eine Windstrommenge in der Größenordnung von jährlich 7.000 bis 9.000 GWh realistisch. Unter Berücksichtigung von tendenziell zunehmenden Längen der ersten Vergütungsstufe sowie eines bis 2006 noch sehr ausgeprägten WKA-Zubaus, wird diese Menge stetig ansteigen, bis etwa 2020 alle Anlagen der bauintensiven Jahre um 2000 entweder der zweiten Vergütungsstufe zugeordnet oder nicht mehr förderberechtigt sind. Es ergeben sich dann Direktvermarktungspotenziale im Bereich von jährlich 13.000 bis 15.000 GWh. Hinsichtlich des Windstroms aus Anlagen, die erst kürzlich errichtet wurden bzw. gebaut werden, wirken entgegengesetzte Effekte. Einerseits ergeben sich bei Erreichen der zweiten Vergütungsstufe, aufgrund der jährlichen Degression der Tarife sowie steigender Strompreise, tendenziell früher Direktvermarktungspotenziale, andererseits jedoch wird diese Stufe wegen zunehmend ungünstigerer WKA-Standorte erst sehr spät erreicht

⁷⁵ Angenäherter Wert in Bezug zur den genannten Strompreisprognosen.

bzw. fällt gänzlich heraus, da die Vergütung der ersten Stufe in Extremfällen bis zu 20 Jahre garantiert werden kann.⁷⁶

Es ist festzuhalten, dass das Direktvermarktungspotenzial aus Windenergie insgesamt noch sehr überschaubar ist und auch in absehbarer Zeit nicht signifikant ansteigen wird. Erst, wenn die WKA der zuwachsstarken Jahre um die Jahrtausendwende der zweiten EEG-Stufe zugeteilt werden, ist mit einem deutlichen Anstieg zu rechnen. Aufgrund der volatilen Einspeisecharakteristik von Windstrom lassen sich Mehrgewinne durch Direktvermarktung nur bei einem entsprechend großen WKA-Portfolio realisieren, um regionale Schwankungen der Stromerzeugung auszugleichen. Daher kommen nur Betreiber großer Windparks oder Stromhändler in Betracht.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse lässt sich präzisieren, ob eine Erweiterung der aktuellen EEG-Förderung um Direktvermarktungsmöglichkeiten sinnvoll ist. Derzeit werden die EEG-Strommengen im Rahmen eines fest vorgegebenen Prozesses durch VNB aufgenommen und im Kontext des Wälzungsmechanismus durch ÜNB veredelt und weitergeleitet. Dies bedeutet jedoch nicht, dass diese Funktionen auch durch Anlagenbetreiber bzw. Handelsintermediäre übernommen werden könnten, wodurch sich gegebenenfalls eine Verbesserung der Kosteneffizienz des Wälzungsmechanismus erreichen ließe. Darüber hinaus werden sich bei einer Beibehaltung der aktuellen Förderstruktur Einspeisevergütungstarife und Strompreise stetig annähern. Eine langfristig ausgerichtete Strategie der Heranführung von EEG-Anlagen an den Markt könnte also sinnvoll sein.

An Hand der Ergebnisse dieses Kapitels wurde gezeigt, dass sich mittelfristig ein erhebliches Potenzial an Windstrom ergibt. Dieses Potenzial ließe sich für eine „Strategie der Marktheranführung“ nutzen. Es ist nun zu prüfen, ob durch eine entsprechende Ausgestaltung eines prozessualen Ablaufs eine eigenständige Vermarktung aus Sicht der beteiligten Akteure möglich ist und ob sich dadurch Chancen der Effizienzverbesserung ergeben. Diese Frage bildet den Kern des nachfolgenden Kapitels.

⁷⁶ Wie in Abbildung 6 verdeutlicht wurde, ergeben sich für ab 2006 gebaute Anlagen bei Erreichen der zweiten Vergütungsstufe bereits bei unveränderten Strompreisen ganztägige Direktvermarktungsmöglichkeiten.

4 Ausgestaltung eines Einspeisemodells zur Windstrom-Direktvermarktung

Im vorhergegangenen Kapitel wurde der Umfang des direkt vermarktbareren Windstroms untersucht. Es wurde gezeigt, dass derzeit eine Vermarktung während der Hochpreisphasen – wenn auch in begrenztem Umfang – im Vergleich zur gesetzlichen Einspeisevergütung zusätzliche Gewinnmöglichkeiten bietet und, in Abhängigkeit steigender Strompreise sowie zunehmenden durchschnittlichen Alters des WKA-Bestandes, mittelfristig stark steigen wird. Dies bildet den Ausgangspunkt für eine Analyse der Auswirkungen auf Strommarkt und Anpassungsbedarf der Förderstruktur erneuerbarer Energien. Es ist nun zu untersuchen, welche Anforderungen an ein solches Modell zu stellen sind und wie ein konkreter Ablauf der offenen Vermarktung gestaltet werden könnte.

Wie in Abschnitt 2.5 beschrieben, bieten sich verschiedene Möglichkeiten der Direktvermarktung für EEG-Strom. Für Windstromerzeuger betrifft dies in erster Linie den Handel an Spotmärkten sowie langfristige Lieferverträge. Aber auch hinsichtlich des prozessualen Ablaufes können sich Direktvermarktungsmodelle unterscheiden.

Direktvermarktung lässt sich in eine sequentielle und simultane Wahl untergliedern. Mit einer sequentiellen Wahl wird die Festlegung eines Produzenten entweder auf Direktvermarktung oder auf Einspeisemindestvergütung für einen im Vorhinein definierten Zeitabschnitt bezeichnet. Diese Wahl kann bis zum nächsten Zeitabschnitt nicht geändert werden. Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber vor Beginn einer Periode für Eigenvermarktung, so ist er während des gesamten Zeitraums, also auch zu evtl. unattraktiven Stunden, dazu verpflichtet. Mit der simultanen Wahl wird die Möglichkeit beschrieben, einzelne Stunden im Tagesverlauf aus der Einspeisemindestvergütung auszugliedern und selbst zu vermarkten.

Das weitere Vorgehen unterteilt sich in zwei Schritte. Zunächst gilt es, die Anforderungen an einen Direktvermarktungsprozess aus Sicht aller beteiligten Marktakteure zu analysieren. Erst wenn die für einen reibungslosen Ablauf eines Direktvermarktungsprozesses notwendigen Voraussetzungen formuliert sind,⁷⁷ lassen sich daraus Kompo-

⁷⁷ Vgl. dazu auch die Ergebnisse eines Workshops der Bundesnetzagentur (2007).

nenten eines Direktvermarktungsmodells bilden. Im zweiten Schritt sollen mögliche Ausgestaltungsformen eines solchen Modells entworfen werden. Konzeptionelle Auswirkungen auf andere Aspekte des Strommarktes und mögliche Probleme der Umsetzung werden, darauf aufbauend, in Kapitel 5 untersucht.

4.1 Anforderungen aus Sicht der beteiligten Akteure

Die nachfolgenden Unterabschnitte befassen sich zunächst mit Anforderungen an Vermarktungsabläufe aus Sicht von Windstromproduzenten und Stromhändlern sowie ÜNB und VNB. Die gesamtwirtschaftliche Sichtweise wird umfassend in der Analyse von Weiterentwicklungen des EEG in Kapitel 5 behandelt.

4.1.1 Windstromproduzenten und Stromhändler

Grundsätzlich werden Windstromproduzenten nur dann eine direkte Stromvermarktung in Erwägung ziehen, wenn Aussicht auf Mehreinnahmen bei begrenztem Risiko besteht. Dies wird zunächst durch gesetzliche Vorlaufzeiten für einen entsprechenden Stromhandel beeinflusst. Neben der Festlegung von Perioden, für deren Länge man sich grundsätzlich für eine Mindestvergütung oder eine offene Vermarktung entscheiden muss (sequentielle Wahl), umfasst dieser Aspekt auch Anmeldefristen im Falle von anteilmäßiger, gleichzeitig möglicher Direktvermarktung und Einspeisevergütung (simultane Wahl). Im letzteren Fall ist der Ablaufplan der Vorausanmeldung von Strommen gen der jeweiligen Kategorie an den zuständigen VNB von Bedeutung. Im Falle von periodischen Entscheidungen für oder gegen Direktvermarktung wäre, aus Sicht von Stromhändlern, ein Risikoausgleich für schwankende Börsenpreise, etwa in Form einer gesetzlichen Bonuszahlung auf den Strompreis denkbar.

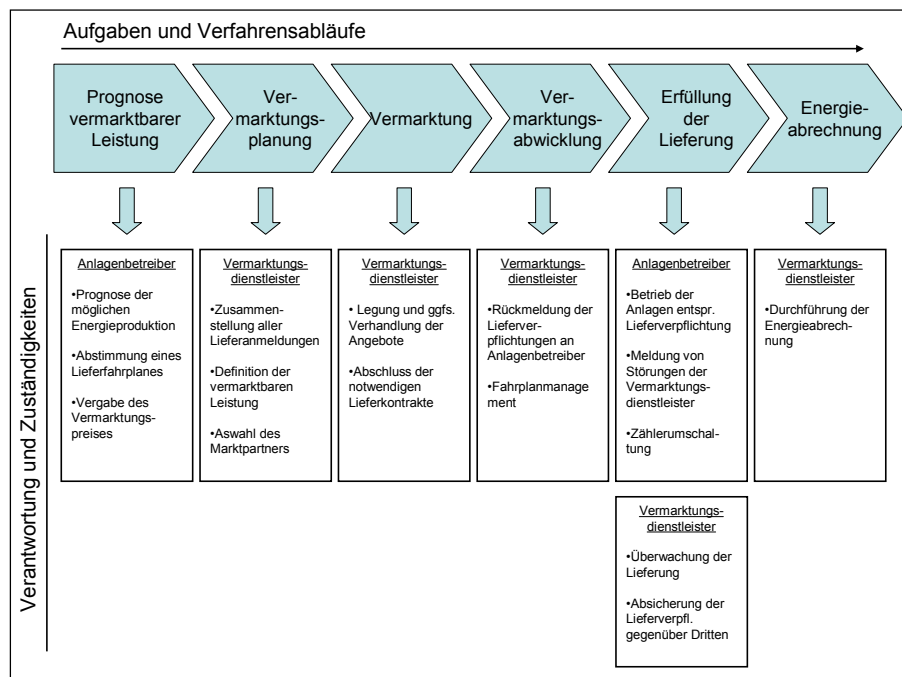
Ferner sind möglichst kurze Vorlaufzeiten von Vorteil, dies liegt vor allem an mit Unsicherheiten behafteten Windvorhersagen für längere Zeiträume. Vermutlich wäre es – rein hypothetisch – am gewinnbringendsten, wenn sich Stromhändler jeweils erst unmittelbar, bspw. vor einem Börsenverkauf zu Hochpreiszeiten, für eine Direktvermarktung entscheiden könnten. Auch wäre eine Variante denkbar, in der die jeweiligen EEG-Anlagen für im Vorhinein festgelegte Perioden – etwa die Vormittagsstunden – komplett aus dem EEG-Bilanzkreis herausgenommen und für diesen Zeitraum nicht gemäß EEG behandelt werden.

Außerdem sollte ein Pooling von Anlagen möglich sein. Für einen Handel mit Windstrom ergibt sich die rein technische Notwendigkeit, natürliche Schwankungen in der Stromproduktion durch eine Kopplung mit anderen Anlagen auszugleichen. Dies kann durch Kopplung von über verschiedene geographische Standorte verteilte Windparks geschehen. Aber auch durch eine Zusammenfassung mit anderen Anlagen, bspw. Biogasanlagen, ließe sich Windstrom zu einem handelbaren Produkt veredeln. In diesem Zusammenhang ist in den Rahmenbedingungen eines Direktvermarktungsmodells zu erörtern, inwiefern ein Bezug von Ausgleichsenergie von ÜNB geregelt wird. Bspw. kann dies im folgenden Szenario erforderlich sein: Der Stromproduzent hat die Möglichkeit, eine vorher angemeldete Menge Windstrom selbst zu vermarkten und gleichzeitig die übrige, ebenfalls angemeldete Menge gemäß EEG-Satz einzuspeisen. Wenn, etwa aufgrund unvorhergesehener Windverhältnisse oder technischer Störungen, die tatsächlich produzierte Menge kleiner ist, als die Summe aus angemeldetem EEG-Strom und angemeldeter direkt zu vermarktender Strommenge, so wird Ausgleichsenergie benötigt. Im umgekehrten Fall, wenn die produzierte Menge die Summe aus Direktvermarktung und eingespeister Menge übersteigt, ist zu klären, wie diese überschüssige Menge zu bilanzieren ist.

Sind Stromhändler mit der Vermarktung betraut gewesen, die den Strom zuvor von verschiedenen WKA gekauft haben, so muss eine entsprechende Ursprungszertifizierung sichergestellt werden, um diesen nicht an der Börse platzierten Strom den entsprechenden EEG-Anlagen für weitere Vorgänge zurechnen zu können. Vorteilhaft aus Sicht der Anlagenbetreiber wäre etwa eine Behandlung und entsprechende Einspeisung gemäß EEG; dies wirft jedoch Probleme auf Seiten der ÜNB im Rahmen des weiteren Stromtransports auf – etwa im Rahmen der EEG-Band-Veredelung. Schließlich sind – aus Sicht aller beteiligten Akteure – noch praktische Aspekte der Stromerfassung zu klären. Für eine korrekte Abrechnung gemäß Direktvermarktung und Einspeisevergütung muss eine bilanztechnisch saubere Erfassung durch Zählerstände sichergestellt sein. Laufende Abwicklungskosten sowie Mehrkosten durch erhöhten Prüf- und Zertifizierungsaufwand für Stromproduzenten und Stromhändler sollten sich zudem in einem überschaubaren Rahmen bewegen.

Abbildung 9 fasst den möglichen Ablaufplan einer offenen EEG-Vermarktung aus Sicht der Anlagenbetreiber und Stromhändler zusammen, wobei besonders die unterschiedlichen Aufgaben und Verantwortungsbereiche hervorgehoben werden.

Abbildung 9: Ablauf der Direktvermarktung aus Sicht von Anlagenbetreibern und Stromhändlern⁷⁸



4.1.2 Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber

Während für Stromanbieter Anmeldefristen für zu vermarktende Strommengen möglichst kurz und damit möglichst flexibel sein sollten, würde dies bei ÜNB zu erhöhtem Aufwand bei der Bandveredelung führen, da kurzfristig mehr Ausgleichsenergie an der Börse zu beschaffen wäre. ÜNB sind zur Abnahme aller EEG-Strommengen in ihrem Bilanzkreis verpflichtet. Da die Einspeisecharakteristik vieler EEG-Strommengen – wie auch in Abschnitt 2.1.1 bereits für die Windkraft beschrieben – sehr volatil ist, ist ein erhöhter Aufwand bei der Zusammenfassung dieser Mengen zu einem handelbaren EEG-Band notwendig.

Der Vorgang der EEG-Bandveredelung lässt sich vereinfacht in drei Schritte unterteilen:⁷⁹ Zunächst meldet der ÜNB (derzeit am 10. des Vormonats) für den kommenden Monat ein an Energieversorger zu lieferndes EEG-Band an. Am Vortag der Lieferung kauft der ÜNB fehlende Mengen bzw. verkauft überschüssige Mengen Strom, die sich jeweils als Differenz zwischen der Day-Ahead Prognose und den Bandlieferungen ergeben. Am Tag der Lieferung werden dann in einer Feinabstimmung noch einmal Unge-

⁷⁸ Vgl. STEAG Saar Energie AG (2007).

⁷⁹ Vgl. Verband der Elektrizitätswirtschaft -VDEW- e.V. (2005), S. 5 f.

naugigkeiten aus der Vortagesprognose am Intraday-Markt ausgeglichen. Aufgrund in der kurzen Frist tendenziell teurerer Strompreise richten sich aus Sicht von ÜNB die Anforderungen an ein Direktvermarktungsmodell zunächst an die Bedingung überschaubarer Zusatzkosten im Rahmen dieser Profiltransformation (Veredelung des EEG-Bandes). Denn bei kurzfristiger Direktvermarktung von Windstrom werden Fehler in dieser Profillieferung nun systematisch größer – der Aufwand der ÜNB in Form von kurzfristig zu erbringenden Zu- bzw. Verkäufen steigt.

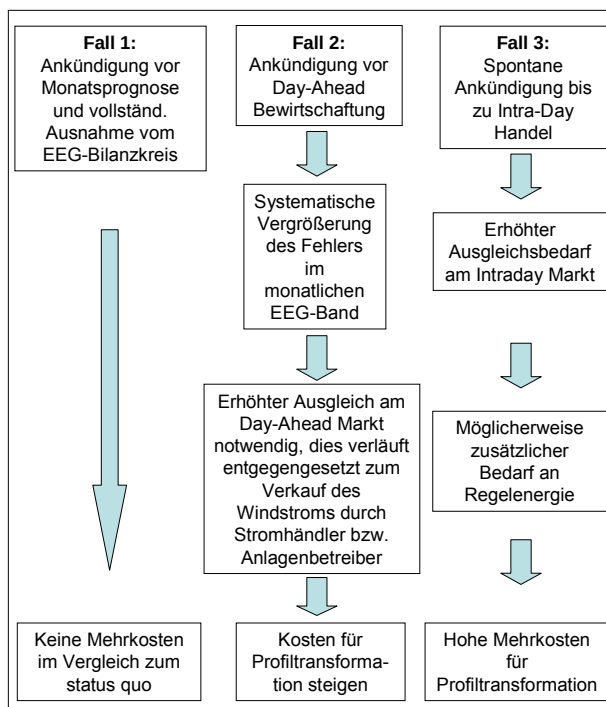
Hinzu kommt ein tendenziell entgegengesetzter Zusammenhang zwischen Windstromerzeugung und Spotmarktpreis. So ist – auch wenn sich die Ergebnisse in der Literatur hinsichtlich der Höhe der Korrelation z. T. deutlich unterscheiden⁸⁰ – bei erhöhter Windstromproduktion ein (zumindest ansatzweise) sinkender Strompreis zu beobachten. Aufgrund der im Vergleich zu Intraday-Märkten relativ größeren Liquidität von Day-Ahead Märkten ist dieser Effekt in letzteren vergleichsweise schwächer. Wenn also ÜNB die Differenz in den Stromlieferungen ausgleichen müssen, so werden sie in Zeiten hoher Windstromproduktion niedrigere Erlöse erzielen und bei Zukauf von Strom tendenziell höhere Preise bezahlen. Neubarth et al. (2006) beziffern für den Zeitraum 1. September 2004 bis 31. August 2005 den Ausgleichsbedarf (An- und Verkauf) durch die ÜNB auf 17 TWh bzw. etwa 56 Mio. €.

Aus Sicht der ÜNB ist es notwendig, wenn im Falle von Anlagenverbünden (Pooling) exakte Angaben darüber an den ÜNB übermittelt werden, welcher Anteil der Energie der einzelnen Anlagen selbstvermarktet wird. Bilanztechnisch einfacher wäre es, wenn die Anlagen jeweils für eine im Vorhinein festgelegte Periode komplett aus dem EEG-Bilanzkreis herausgenommen werden, und als konventionelle Anlagen behandelt werden. Bei einer Kopplung mit einem Premium-Modell müsste dies allerdings insofern modifiziert werden, dass eine sichere Zuordnung zu den jeweiligen EEG-Anlagen möglich ist. Für eine exakte ex-post Berechnung der gezahlten EEG-Einspeisevergütung und der direkt vermarkteten Strommenge ist eine möglichst kurzfristige Nachmeldung der tatsächlich produzierten Strommengen notwendig. Diese werden vom ÜNB für Abrechnungen im Rahmen des nachgelagerten Wälzungsmechanismus benötigt.

⁸⁰ Vgl. etwa Neubarth et al. (2006) sowie Federico/ Lerch (2002).

Abbildung 10 veranschaulicht drei mögliche Fälle einer Direktvermarktung aus Sicht der ÜNB. Dabei steht eine Übersicht möglicher Folgen im Vordergrund und weniger eine vollständige Darstellung aller möglichen Kombinationen. Es wird ersichtlich, dass Probleme und Mehrkosten der Bandveredelung zunehmen, je kurzfristiger eine offene Vermarktung von Windstrom geschieht. Im Extremfall kann dies zu einer zusätzlichen Beschaffung von Regelernergie führen.

Abbildung 10: Anforderungen an Direktvermarktung aus Sicht der ÜNB



Insgesamt ist es also aus Sicht der ÜNB wichtig, dass eventuelle Direktvermarktungsmodelle eine möglichst geringe Erhöhung des Fehlers in der Profiltransformation durch Windstromdirektvermarktung verursachen und eine dementsprechend möglichst geringe Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten stattfindet. Für Anmeldungen zur offenen Vermarktung und zur täglichen Prognoseerstellung sind neue Standardprozesse zu etablieren. Der Aufwand hierfür sollte sich in einem überschaubaren Maß bewegen. Und auch aus Sicht der VNB ist insgesamt sicherzustellen, dass der prozessuale Aufwand bei Errichtung und Abwicklung eines Bilanzkreismanagements, mit dem eine Direktvermarktung von EEG-Strom ermöglicht wird, moderat bleibt. Fragen hinsichtlich der Netzstabilität bzw. einer Verstärkung der Infrastruktur können hier ausgeklammert werden, da durch eine Direktvermarktung von Windstrom die insgesamt eingespeiste Windstrommenge gleich bleibt. Lediglich im Zuge veränderter Anreizmechanismen zum weiteren Ausbau des WKA-Bestandes gewinnen diese Fragen an Relevanz.

4.2 Institutionelle Ausgestaltung von Direktvermarktungsmodellen

An Hand der zuvor untersuchten Anforderungen an ein Direktvermarktungsmodell soll beispielhaft ein mögliches Ablaufschema einer direkten Vermarktung formuliert werden. Zunächst geschieht dies unter der Prämisse einer simultanen Wahl von Direktvermarktung und Einspeisevergütung, im Anschluss wird ein mögliches Ablaufschema bei sequentieller Entscheidung beschrieben.

Möglicher Prozessablauf:

- | | |
|---------------|--|
| Vormonat | 1. Pooling von Anlagen, die für eine Direktvermarktung vorgesehen sind. Dies kann WKA in verschiedenen Regionen oder bspw. eine Kopplung von WKA mit Biogasanlagen betreffen. |
| Vormonat | 2. Der Anlagenbetreiber / Stromhändler erstellt eine Prognose der Stromproduktion für den kommenden Monat. Dies geschieht Anlagengenau und unterteilt sich in die zu vermarktende Strommenge und die zu Mindestpreisen zu vergütende Strommenge. Diese Prognose wird an den zuständigen VNB übertragen und dient in erster Linie der Planung und ersten, groben Glättung des EEG-Monatsbandes durch den ÜNB. |
| Day-Ahead | 3. Tägliche Fahrplanübermittlung der Day-Ahead Prognosen an den Bilanzkreisverantwortlichen (d. h. an den betreffenden ÜNB). Diese Anmeldung hat verbindlichen Charakter. Darin müssen bei Anlagenpooling die prognostizierten Strommengen je eingesetzter Anlage verzeichnet sein, damit ein ex-post Verschieben von Strommengen zwischen unterschiedlichen Vergütungskategorien ausgeschlossen ist. |
| Erfüllungstag | 4. Einspeisung der Strommengen |
| Folgetag | 5. Ermittlung der exakten Strommengen von Direktvermarktung und Einspeisevergütung im Rahmen des betreffenden Bilanzkreises am Tag der Lieferung. Dabei ergibt sich im Rahmen des Soll-Ist-Vergleichs zwischen am Vortag verkaufter und tatsächlich produzierter Strommenge ein Ausgleichsbedarf infolge mit Unsicherheiten behafteter Windprognosen. Hierzu ist eine Erfassung des Stroms durch eine Lastgangmessung notwendig. |

- Folgemonat 6. Bei Pooling erfolgt eine möglichst genaue (etwa viertelstündliche) Anrechnung des direkt vermarkteten Stroms auf die einzelnen Anlagen. Als Residuum erhält man die exakten EEG-Mengen gemäß Mindesteinspeisevergütung
- Folgemonat 7. Die EEG-Mengen werden dem zuständigen VNB in Rechnung gestellt. Dabei könnte bspw. der Direktvermarkter in Auftrag der betreffenden Anlagenbetreiber handeln.

Während die bisherige Organisation der Abrechnung zwischen Anlagenbetreiber, VNB und ÜNB jeweils auf ein EEG-Bilanzkreises bezogen war, erscheint es für ein Direktvermarktungsmodell nach genanntem Muster abrechnungstechnisch praktikabel, wenn die EEG-Anlagen nun entsprechend der direkt vermarkteten Strommengen anteilig eigenen Bilanzkreisen zugerechnet werden.

Hinsichtlich der Bandveredelung ist ein steigender Aufwand für ÜNB infolge kurzfristig notwendiger Ausgleichsmaßnahmen am Day-Ahead Markt zu befürchten.⁸¹ Zur Separierung von direkt vermarktetem sowie EEG-Strom werden zusätzliche Stromzähler benötigt. Das derzeitige Verfahren, nach dem der Strom an den jeweiligen EEG-Anlagen einmalig bei Ausgang gemessen wird, reicht für eine korrekte Bilanzierung der EEG-Strommengen nicht aus, da hierdurch noch keine Zurechnung entweder zur EEG-Abrechnung oder zur Direktvermarktung sichergestellt wird. Dies sollte unter der Prämisse möglichst geringer Zusatzkosten geschehen.⁸² Mit diesem Modell ergeben sich weiterhin veränderte Anforderungen an Prüfberichte und Zertifizierungen des produzierten und entsprechend vermarkteten Stroms. Dieser erhöhte Aufwand ist nach Möglichkeit in einem überschaubaren Rahmen zu halten. Standardisierte Ablaufroutinen bei der Erstellung von Prüfberichten wirken dabei unterstützend.

Bei einer sequentiellen Wahl zwischen Direktvermarktung und Einspeisemindestvergütung stellt sich das Prozedere vergleichsweise einfach dar. Für einen festgelegten Zeitraum (bspw. 1 Jahr) entscheidet sich der Direktvermarkter für die betreffenden An-

⁸¹ In einer ersten Stellungnahme von ECOFYS im Rahmen des Workshops der Bundesnetzagentur zu Direktvermarktungsmodellen wird in diesem Zusammenhang allerdings angemerkt, dass eine signifikante Mehrbelastung der ÜNB zunächst eines statistischen Nachweises bedarf. So ist per se nicht nachgewiesen, dass sich diese Mehrbelastung, im Vergleich zum ohnehin notwendigen Ausgleich aufgrund von fehlerhaften Windprognosen, in einer relevanten Größenordnung bewegt.

⁸² Im Folgenden soll dies nicht weiter behandelt werden. Vgl. dazu im Einzelnen die Ergebnisse des Workshops der Bundesnetzagentur (2007).

lagen für eine offene Vermarktung; eine kurzfristige Entscheidung zugunsten der Einspeisemindestvergütung ist ausgeschlossen. Für diesen Zeitraum werden die betreffenden Anlagen dem EEG-Bilanzkreis entnommen. Für Anlagen, die weiterhin nach Einspeisemindestpreisen vergütet werden, ändert sich das Abrechnungsprozedere nicht. Im Vergleich zu einer simultanen Wahl entfallen beim Netzbetreiber die sich infolge kurzfristiger Anmeldung gegebenenfalls ergebenden Zusatzkosten bei der Profilveredelung. Ebenso entfällt der Aufwand für eine doppelte bilanztechnische Abrechnung der EEG-Anlagen. Wie bereits ersichtlich geworden ist, erscheint ein solches Verfahren nur sinnvoll, wenn in Niedrigpreisphasen eine ausreichende Vergütung garantiert ist. Ansonsten sinken die durchschnittlichen Erträge je Stromeinheit unter die durchschnittlichen Mindestvergütungssätze. Dies könnte beispielsweise durch Premium-Zahlungen erreicht werden.⁸³

Insgesamt muss bei einer Eingliederung von Direktvermarktungsmöglichkeiten ein effizienter Wälzungsmechanismus der EEG-Einspeisung sichergestellt werden, d. h. sowohl die Wälzung der eingespeisten Windenergie, als auch die Anpassung des Zeitverlaufs der Stromeinspeisung an den Zeitverlauf des Konsums durch Endkunden muss effizient und transparent gestaltet werden,⁸⁴ ohne dabei eine Beeinträchtigung der Netzstabilität zu verursachen.

4.3 Zwischenergebnis 3: Prozessualer Ablauf von Direktvermarktung

Grundsätzlich erscheint eine simultane Wahl, in der sich Anlagenbetreiber jeweils monatsweise für Direktvermarktungsperioden im Tagesverlauf entscheiden, aus Sicht aller Akteure machbar. Bei monatlicher Direktvermarktungsanmeldung ändert sich der Zeitraum für die Anmeldung des an EVU zu liefernden EEG-Bandes durch ÜNB nicht. Zwar wird aus Sicht der Betreiber dabei vermutlich nicht das volle Potenzial an direktvermarktbarer Strommenge ausgeschöpft, da eine Art „Sicherheitspuffer“ zwischen lukrativen und nicht lukrativen Stunden einkalkuliert werden wird, insgesamt jedoch erscheint dieser Ansatz als ausgewogener Kompromiss zwischen den Anforderungen von Direktvermarktern und Netzbetreibern. Eine sequentielle Wahl zwischen Direktvermarktung und Einspeisemindestvergütung ist vor dem Hintergrund der hier berück-

⁸³ Vgl. nachfolgendes Kapitel.

⁸⁴ Vgl. Zander et al. (2004).

sichtigsten Einflussfaktoren lediglich als zweitbeste Regelung zu bewerten. Denn ohne eine „künstliche“ Aufwertung von Perioden nicht lukrativer Stunden – etwa nachts – in Form bspw. von Bonuszahlungen auf den Börsenstrompreis, ist diese Alternative, im Vergleich zur Einspeisemindestvergütung, aus Betreibersicht nicht ebenbürtig bzw. besteht keine Aussicht auf einen finanziellen Mehrgewinn.

Da sich bei einer solchen simultanen Wahl keine – oder allenfalls überschaubare – Mehrkosten für ÜNB ergeben, besteht im Rahmen einer Umgestaltung des aktuellen Wälzungsmechanismus eine Chance, die Kosteneffizienz der Veredelung und Eingliederung von EEG-Strommengen in den Markt zu steigern.⁸⁵ So könnten etwa neue Verfahren, wie bspw. ein Pooling von Anlagen, weiterentwickelt werden. Mit diesen Erkenntnissen lässt sich die Frage, ob eine Weiterentwicklung des EEG um Direktvermarktungsmöglichkeiten sinnvoll ist, schließlich positiv beantworten. Zum einen existieren mittelfristig Direktvermarktungspotenziale für eine Strategie der langsamen Heranführung der Windenergie an den Markt und zum anderen besteht durch diese Heranführung die begründete Aussicht auf eine kosteneffizientere Ausgestaltung einer Eingliederung des Windstroms. Es bleibt nun zu untersuchen, wie eine solche Heranführung von Windstrom an den Markt ausgestaltet werden könnte.

⁸⁵ Sicherlich gibt es noch vielfältige Forschungsmöglichkeiten im Bereich einer Weiterentwicklung der Eingliederung von EEG-Strom in den Strommarkt, dies würde jedoch den Umfang dieser Arbeit weit übersteigen. Insgesamt führen aber auch Zander et al. (2004) (S. 48) an, dass zukünftig auch andere Marktteilnehmer als ÜNB für eine Teilverantwortung der Veredelungsaufgabe in Frage kommen.

5 Zukünftige Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien

Nachdem im vorherigen Kapitel Anforderungen und prozessualer Ablauf einer Direktvermarktung untersucht wurden, sollen nun alternative und mit dem deutschen System kompatible Varianten der Einspeisemindestvergütung untersucht werden. Grundsätzlich wird sich diese Analyse an der Einbindung von Möglichkeiten zur Direktvermarktung, unter Beachtung von Effektivität, Effizienz und Auswirkungen auf die Marktstruktur, orientieren.⁸⁶ Der eigentlichen Analyse geht eine kurze Betrachtung von Erfahrungen mit der Eingliederung von Direktvermarktungsmöglichkeiten in die Förderung von Windenergie in anderen Ländern vorweg.

5.1 Übertragungsmöglichkeiten von Ansätzen und Erfahrungen der Direktvermarktung in anderen Staaten

Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben wurde, existieren im europäischen Kontext eine Reihe von Fördermodellen, in denen eine eigenständige Vermarktung gefördert wird. Aufgrund der unterschiedlichen Größen der Windenergiemärkte konzentrieren sich die meisten Untersuchungen allerdings auf den spanischen Markt. Dieser wies in der Vergangenheit einen deutlichen Anstieg der Nutzung von Windenergie aus. Es können daher bei einer Anpassung des deutschen Fördersystems an Direktvermarktungsmöglichkeiten vor allem Erfahrungen in Spanien von Bedeutung sein. Das dortige System trat in seiner derzeitigen Form der Kopplung von Mindesteinspeisevergütung und Premium-Option 1997 in Kraft.⁸⁷

Ragwitz (2005) hat Effektivität und ökonomische Effizienz von europäischen Fördermodellen an Hand jeweils repräsentativer Länder untersucht.⁸⁸ Es wird angeführt, dass das spanische System aus einer Kombination von Einspeisemindesttarifen und Premium-Zahlungen das derzeit effektivste Instrument zur Windenergieförderung innerhalb der EU ist. Dazu wurden Effektivitätsindikatoren berechnet, die sich aus den

⁸⁶ Nicht behandelt werden dagegen Auswirkungen auf die deutsche WKA-Herstellerindustrie. Auch hier ergeben sich Untersuchungsmöglichkeiten. Für eine Übersicht wird auf Lewis/ Wiser (2005) sowie Springmann (2005), S. 228 verwiesen.

⁸⁷ Vgl. Ragwitz/ Huber (ohne Veröffentlichungsdatum), S. 8.

⁸⁸ Für eine umfangreiche Übersicht über in Europa existierende Förderinstrumente siehe Ragwitz et al. (2006). Für den Aspekt einer Harmonisierung europäischer Fördermodelle vgl. zudem Fouquet et al. (2005).

Quotienten der zusätzlichen Erzeugung pro Jahr und dem verfügbaren Potenzial ergeben. Es liegen tendenziell die Länder mit Einspeisevergütungssystemen und Ausschreibungsmodellen vor Ländern mit Quotensystemen. Hinsichtlich der ökonomischen Effizienz wurden an Hand von drei Parametern (Förderdauer, zukünftige Entwicklung des Förderniveaus, durchschnittliche Windbedingungen) normierte Vergütungshöhen der jeweiligen Länder ermittelt. Darin werden die zuvor ermittelten Ergebnisse insofern bestätigt, als dass die normierten Vergütungshöhen in Ländern mit Einspeisemindestvergütungen tendenziell am niedrigsten sind.

In Dänemark hat die Einführung einer Pflicht zur Vermarktung mit Premium-Zahlung für Onshore-Windenergie nicht zu einem weiteren Ausbau geführt.⁸⁹ Klein et al. (2006) führen als Grund eine zu niedrige Bonuszahlung an.

Wie auch in Spanien wäre eine simultane Wahl von Einspeisemindestvergütung und Direktvermarktungsoption ohne einen grundsätzlichen Regimewechsel – und damit der Gefahr gesamtwirtschaftlicher Zusatzbelastungen – prinzipiell auch in Deutschland möglich.⁹⁰ So würde etwa eine alternative Wahlmöglichkeit im jährlichen Rhythmus zwischen Selbstvermarktung und Mindestvergütung den Anforderungen der ÜNB genüge tun, wie sie im vorhergehenden Kapitel untersucht wurden. Prinzipiell würde sich die Dauer der offenen Vermarktung im beschriebenen Prozessablauf dann jeweils auf ein volles Jahr beziehen und die entsprechenden Anlagen für diese Zeit aus dem EEG-Bilanzkreis herausgenommen. Die Erfahrungen in Dänemark zeigen jedoch, dass die Festlegung eines ausgewogenen Premiums nicht unproblematisch ist. Auf der einen Seite führen zu niedrige Bonuszahlungen zu einer Stagnation beim Ausbau, auf der anderen Seite besteht die Gefahr der Überförderung.

5.2 Eingliederung von Direktvermarktung in konzeptionelle Weiterentwicklungen des EEG

Die Ausführungen in Kapitel 3 machen deutlich, dass es mittelfristig für einen großen Teil der in Deutschland produzierten Windenergie, im Vergleich zur Einspeisemin-

⁸⁹ Vgl. Klein et al. (2006), S. 48.

⁹⁰ Auch ließen sich Premium-Zahlungen, wie auch die bisherige Mindesteinspeisevergütung, im Rahmen einer Umlagefinanzierung organisieren. So würde – vereinfacht – eine Behandlung der EEG-Förderung als staatliche Beihilfe im Sinne von Art. 87 (1) EG-Vertrag ausgeschlossen und damit im nationalstaatlichen Kompetenzbereich verbleiben. Vgl. in diesem Kontext auch Springmann (2005), S. 67.

destvergütung, gewinnbringend sein wird, den Strom selbstständig zu vermarkten. Das EEG in seiner derzeitigen Form entbindet Stromerzeuger allerdings davon, geeignete Abnehmer zu finden und Lieferverträge selbstständig zu gestalten.

Für die zuvor begründete Strategie einer langfristigen Marktintegration von Windstrom ist es notwendig, dass Produzenten Kompetenzen im Stromhandel aufbauen und der Prozess der Veredelung von Windstrom zu einem handelbaren Produkt verbessert wird. Diese kann durch eine hinreichende Anreizsetzung einer kaufmännischen Integration, in Verbindung mit einer Gewährung von entsprechenden Handlungsmöglichkeiten, begünstigt werden.⁹¹ Bei der Neuordnung der Förderung erneuerbarer Energien ist daher auf lange Sicht eine Verschiebung der Verantwortlichkeiten zur Integration von EEG-Strom in den Markt auf Produzenten von Vorteil. Dabei ist auch die derzeitige Regelungslücke im EEG zur Direktvermarktung zu schließen, um für ÜNB eine verlässliche Gesetzesgrundlage zur EEG-Wälzung sicherzustellen.

Nachfolgend sollen konzeptionelle Weiterentwicklungen des EEG untersucht werden, die ohne Abkehr vom derzeitigen System der Einspeisemindestvergütung realisierbar sind. Die dabei zu Grunde gelegten Maßstäbe sind:

1. **Effektivität:** an Hand von Anreizen zum weiteren WKA-Ausbau zu bewerten.
2. **Statische Effizienz:** an Hand eines Vergleichs von erwarteten durchschnittlichen Erlösen je eingespeister kWh mit Stromgestehungskosten zu bewerten.⁹²
3. **Dynamische Effizienz sowie allgemeine Auswirkungen auf die Marktstruktur:** an Hand der Generierung einer verbesserten Eingliederung von Windstrom in den Strommarkt zu bewerten.

Eine Bewertung der verschiedenen Fördermodelle orientiert sich dabei grundsätzlich an Veränderungen im Vergleich zur aktuellen Förderung gemäß EEG.

⁹¹ Vgl. Langniß/ Diekmann/ Lehr (2007).

⁹² Genaugenommen ist zur Beurteilung der statischen Effizienz auch die Förderdauer, zukünftige Entwicklung der Fördersätze sowie anderweitige Finanzierungsprogramme zu berücksichtigen (Vgl. Ragwitz (2005), S. 6 f). Für einen Vergleich von Fördermodellen, die alle auf Einspeisevergütungstarifen basieren, soll hiervon im Folgenden jedoch abgesehen werden.

Als Bemessungsgrundlage der statischen Effizienz werden zunächst Stromgestehungskosten von WKA berechnet. Diese variieren leicht, je nach Leistungsklasse der WKA, hier beispielhaft berechnet für die verbreiteten Leistungsklassen von 1,5 und 2,5 MW.⁹³ Der Kalkulationszins wird i. H. v. 6,5 Prozent angesetzt, wobei sich dieser aus einer Mischfinanzierung mit 30 Prozent Eigenkapital (EK-Zins: 10%) und 70 Prozent Fremdkapital (FK-Zins: 5%) ergibt. Als einheitliche durchschnittliche Betriebsdauer werden 20 Jahre angesetzt. Die Kostenseite setzt sich aus Investitionskosten, Investitionsnebenkosten (im wesentlichen Netzanbindung, Transport, Bau der Fundamente und gegebenenfalls der Zufahrtswege sowie Montage und Inbetriebnahme) und Betriebskosten zusammen. Zur Vergleichbarkeit von Kosten und Erträgen werden diese annuitätisch auf die Betriebsdauer sowie die jährlich konstant angenommene Erzeugungsmenge von Windstrom verteilt.

Tabelle 6 auf der folgenden Seite gibt eine Übersicht über Annahmen und Höhe der spezifischen Gestehungskosten von zwei repräsentativen WKA in Deutschland im Onshore-Bereich. Es ergeben sich mittlere Stromgestehungskosten von 7,11 ct/kWh für kleinere und 6,32 ct/kWh für größere Anlagen. Zu beachten ist, dass sich diese vor allem durch variierende jährliche Volllaststunden, geforderte Eigenkapitalverzinsung sowie gegebenenfalls verkürzte Betriebslaufzeiten ändern können.

Da die Gestehungskosten in heutigen Preisen berechnet wurden, ist die durchschnittliche Einspeisemindestvergütung für einen Vergleich um die Inflationsrate zu korrigieren.⁹⁴ Es ergibt sich unter bisherigen Bedingungen ein durchschnittlicher Einspeisemindesttarif von 6,91 ct/kWh, der aus der erhöhten Anfangsvergütung von 8,19 ct/kWh (bei einem Referenzertrag von 90 Prozent ergibt sich dafür eine Laufzeit von etwa 18 Jahren) sowie der Endvergütung von 5,17 ct/kWh⁹⁵ resultiert (Für WKA, die noch eine Vergütung gemäß nicht abgesenkter Vergütungssätze erhalten, ergibt sich ein Tarif von ca. 7,71 ct/kWh).⁹⁶ Die garantierte Einspeisevergütung liegt bei der größeren WKA

⁹³ Mit Ausnahme der Laufzeit orientieren sich die der nachfolgenden Berechnung zugrunde gelegten Annahmen an Staiß (2007), S. I-106 ff.

⁹⁴ Es wird eine jährliche Inflationsrate von 1,5 Prozent angenommen.

⁹⁵ Unter Berücksichtigung der jährlichen Degression der Vergütungssätze um 2 Prozent jährlich.

⁹⁶ Ohne Berücksichtigung der Inflationsrate würde die durchschnittliche Mindestvergütung bei 7,89 ct/kWh bzw. 8,8 ct/kWh, und damit in beiden Fällen über den Gestehungskosten liegen.

über den Gestehungskosten, im Falle der kleineren WKA knapp darunter.⁹⁷ Im Allgemeinen wird der deutschen Windenergie-Förderung eine vergleichsweise hohe statische Effizienz bescheinigt,⁹⁸ vor diesem Hintergrund kann in Anbetracht der verdeutlichten Gewinnmargen zumindest nicht von einer Überförderung ausgegangen werden.

Tabelle 6: Gestehungskosten für Windenergie an Land⁹⁹

Installierte Leistung	kW	1.500	2.500
Referenzertrag	%	90%	90%
Volllaststunden	h/a	2.000	2.500
jährl. Stromertrag	kWh	3.000.000	6.250.000
Investitionskosten	€	1.755.000	3.250.000
	€/kW	1.170	1.300
Nutzungsdauer	a	20	20
Kalkulationszins	%	6,5%	6,5%
Kapitalkosten / Annuität	€/a	159.277	294.958
spez. Kapitalkosten	€/kW*a	106	118
mittlere Betriebskosten (4% der WKA-Kosten)	€/a	54.000	100.000
spezifische Betriebskosten	€/kW*a	36	40
mittlere Jahreskosten	€/a	213.277	394.958
Stromgestehungskosten	ct/kWh	7,11	6,32

Zu Beginn wird eine Erweiterung der bestehenden Förderung um Möglichkeiten zur Eigenvermarktung ohne eine Einbindung zusätzlicher Bonuszahlungen auf den bei Direktvermarktung erzielten Börsenpreis untersucht. Anschließend werden verschiedene Erweiterungsformen mit Einbindung von Bonuszahlungen auf den erzielten Börsenpreis formuliert und bewertet. Dabei sind verschiedene Ausgestaltungsformen denkbar: neben einem Premium-Optionsmodell, bei dem eine Wahlmöglichkeit zwischen Einspeise-mindestvergütung und Marktoption mit Risikozuschlag besteht, ist auch eine Lösung denkbar, die eine Pflicht zur Selbstvermarktung unter der Maßgabe von staatlich garantierten Risikozuschlägen auferlegt. Bei beiden Modellen ließe sich zudem bei der Marktoption eine Art „Untergrenze“ einziehen, die Stromhändler bei stark fallenden Strompreisen vor Verlusten bewahrt. Bei der letztgenannten Variante könnte sich die Pflicht zur Selbstvermarktung bspw. nur auf neu in den Markt eintretende Windkraft-

⁹⁷ Die Frage, ob beim aktuellen EEG bei einigen Anlagengrößen evtl. eine Unterförderung vorliegt, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit und soll daher auch nicht weiter behandelt werden.

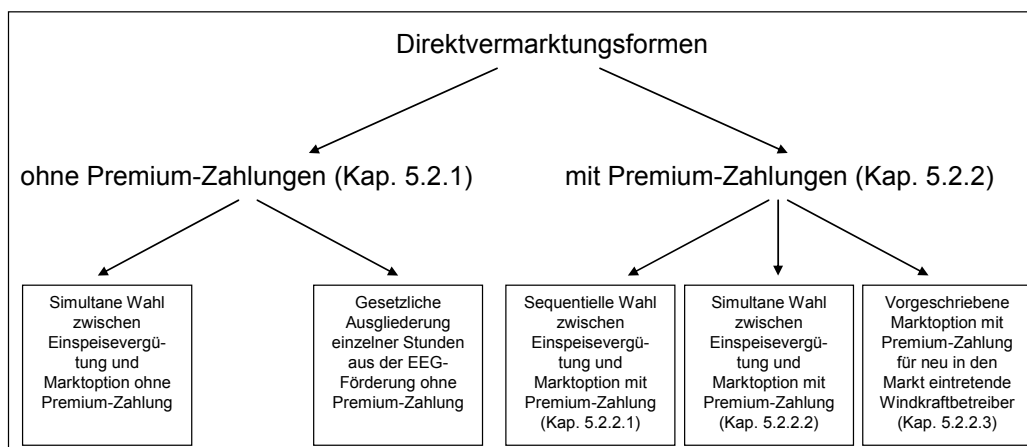
⁹⁸ Vgl. dazu auch Ragwitz et al. (2006), Klein et al. (2006) oder Springmann (2005).

⁹⁹ In Anlehnung an Staiß (2007), S. 107.

betreiber beziehen. Schließlich sind auch Premium-Zahlungen für im Vorhinein angemeldete Direktvermarktungsmengen zu einzelnen Stunden möglich.

Eine von Langniß/ Diekmann/ Lehr (2007) beschriebene Modellvariante mit staatlich festgelegten Handelsintermediären, die die Vermarktung von EEG-Strom und deren Transformation zu einem handelbaren Produkt übernehmen, wird an dieser Stelle nicht untersucht. Die mit diesem Modell verbundenen Möglichkeiten zur Anreizsetzung zur verbesserten Integration des EEG-Stroms lassen sich auch mit anderen Fördermodellen kombinieren. Bezogen auf die Windenergie würde dieses Modell zudem lediglich eine Übergangslösung darstellen, bis eine Selbstvermarktung auch für die bisher noch zur erhöhten Vergütungsstufe zu rechnenden WKA gewinnbringend wird. Spätestens dann könnten sich auf einem Strommarkt unter Wettbewerbsbedingungen Handelsintermediäre selbstständig bilden.¹⁰⁰ Abbildung 11 verdeutlicht die Einordnung der hier berücksichtigten Erweiterungen von gesetzlichen Einspeisevergütungstarifen um Direktvermarktungsmöglichkeiten.

Abbildung 11: Kombination von Direktvermarktung und Einspeisemindestvergütung



5.2.1 Einspeisemindestvergütung ohne Premium-Option

Im Rahmen einer simultanen Wahl zwischen Einspeisemindestvergütung und Marktoption ohne Bonuszahlung auf Börsenpreise sind zwei mögliche Variationen denkbar:

¹⁰⁰ Bescheinigte man dem Wettbewerb im deutschen Strommarkt hingegen ein strukturelles bzw. institutionelles Defizit, das es erst zu lösen gilt bevor erneuerbare Energien in den Markt integriert werden können, so wäre ein „Marktmediatorenmodell“ als Mittel zur Heranführung erneuerbarer Energien an den Markt in Erwägung zu ziehen. Vgl. Langniß/ Diekmann/ Lehr (2007), S. 57.

1. ein Fördermodell mit der Erweiterung, dass Stromproduzenten und Stromhändler jeweils mit monatlichen Voranmeldungen selbst zu vermarktende Strommengen aus der EEG-Förderung ausgliedern können und
2. ein Modell, in dem die Stromproduktion einzelner, im Vergleich zur Einspeisevergütung gewinnbringender Tagesstunden, gesetzlich von einer Förderung ausgenommen wird.

Es wird für die folgenden Überlegungen davon ausgegangen, dass bei Unterstellung eines vollkommenen Marktes langfristig beide Varianten zu einer Direktvermarktung im gleichen Umfang führen werden. Im ersteren Fall werden zunächst Betreiber von Windparks Mehrgewinne durch Direktvermarktung gemäß Börsenpreisen realisieren. Bei Betreibern einzelner WKA ist dagegen anzunehmen, dass mangelnde Ausregelmöglichkeiten von Produktionsvolatilitäten, infolge kleinerer Anlagenportfolios, weiterhin zur Inanspruchnahme der Einspeisemindestvergütung führen. Da eine Bündelung der privat oder von kleinen Betreibergemeinschaften unterhaltenen WKA ohne Zusatzkosten zu Mehrgewinnen führen, werden sich in der langen Sicht entsprechende Stromhändler bilden, die auch diesen Windstrom zu Börsenpreisen vermarkten werden.

Wie in Kapitel 4 gezeigt wurde, wäre eine wahlweise Ausgliederung einzelner WKA zu bestimmten Zeiten unter praktikablen Aspekten möglich.¹⁰¹ Demgegenüber führt eine gesetzliche Ausgliederung von Hochpreisphasen unter idealen Bedingungen zwar langfristig zu ähnlichen Ergebnissen, jedoch würde dies kurzfristig Übergangslösungen erforderlich machen – etwa die Einführung eines Marktmediatorenmodells, wie in Abschnitt 5.2 beschrieben – und damit eine Erhöhung von Transaktionskosten verursachen. Zudem müssten zyklische Anpassungen der auszugliedernden Stunden in Abhängigkeit von Strompreisveränderungen vorgenommen werden. Dies führt zu Unsicherheiten bei Produzenten im Hinblick auf zukünftige Auszahlungen (vor allem die Investitionssicherheit durch langfristig gesetzlich garantierte Einspeisevergütungen ist ein Vorteil der derzeitigen EEG-Förderung¹⁰²) und schließlich wären Stromproduzenten in einem solchen Verfahren zusätzlich für Risiken, infolge kurzfristig auftretender Strompreisschwankungen, zu kompensieren. Insgesamt wäre die Möglichkeit zur freiwilligen Direktvermarktung mit entsprechenden Vorlaufzeiten der gesetzlichen Ausgliederung

¹⁰¹ Da die abschließende Klärung der Frage nach geeigneten Anmeldezeiträumen zur Direktvermarktung nicht den Kern der vorliegenden Arbeit bildet, soll diese hier unbeantwortet bleiben.

¹⁰² Vgl. Mitchell/ Bauknecht/ Connor (2004). S. 302.

einzelner Stunden – auch wenn dies in der langen Sicht theoretisch zu gleichen Ergebnissen führt – vorzuziehen; insofern beziehen sich die Untersuchungen dieses Abschnittes auch auf den erstgenannten Fall.

Es ist nun zu prüfen, inwiefern sich die dabei ergebende Durchschnittsvergütung, im Vergleich zur Förderung ohne Direktvermarktungsmöglichkeiten, verändert. Dazu werden Durchschnittserlöse, die sich durch eine Gewichtung des Börsenpreisverlaufs mit der in den jeweiligen Stunden vermarktaren Windstrommengen ergeben, zum durchschnittlichen Einspeisevergütungssatz hinzugerechnet.

Bezogen auf das aktuelle Vermarktungspotenzial ergeben sich im Rahmen der offenen Vermarktung Durchschnittserlöse von knapp 7 ct/kWh, anstatt des Einspeisetarifes der zweiten Vergütungsstufe. Bei einer Länge der ersten Vergütungsstufe von 16 bis 18 Jahren sowie in anbetracht des – strompreisverlauf-bedingten – direktvermarktaren Anteils an der insgesamt produzierten Strommenge von etwa 25 Prozent, wird sich die Durchschnittsvergütung über die Gesamtlaufzeit von 20 Jahren nur marginal erhöhen. Zudem ist der Anteil an WKA, die zu einer entsprechend niedrigen Vergütungsstufe vergütet werden, noch gering. Mittel- bis langfristig jedoch führen, wie auch die Ergebnisse aus Kapitel 3 verdeutlicht haben, steigende Strompreise und sinkende Vergütungshöhen der zweiten Kategorie zu höheren Zusatzgewinnen. So ist eine Erhöhung von durchschnittlichen Erlösen, bei einem Ansteigen des direktvermarktaren Windstromanteils sowie infolge steigender Strompreise von 6,91 ct/kWh, auf knapp 7,1 ct/kWh¹⁰³ möglich. Zwar würde die EEG-Umlage entsprechend des Umfangs des selbstvermarkteten Stroms sinken, doch hat dies andererseits – wenn auch in geringem Maße – einen erhöhenden Effekt auf den Strompreis. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass eine solche Direktvermarktungsmöglichkeit nicht zu einer Überförderung der Windenergie und damit, vor dem Hintergrund der hier Betrachteten Aspekte, auch nicht zu einer Beeinträchtigung der statischen Effizienz im Vergleich zur aktuellen Förderung führen wird.

Im Hinblick auf eine Effektivitätsverbesserung eines Fördermodells, in dem bewusst während der zweiten Vergütungsstufe Möglichkeiten zur Selbstvermarktung geschaffen bzw. offen gehalten werden, ließe sich argumentieren, dass durch mögliche Mehrein-

¹⁰³ Bei einem unterstellten Strompreisanstieg von 13 Prozent gemäß Prognos AG/ EWI (2007).

nahmen langfristig Anreize für einen weiteren Ausbau der Windenergie geschaffen werden. Für kleinere Betreiber von WKA dürfen diese, gerade in einer Phase weiterhin zunehmender Windstromnutzung, nicht durch mögliche Mindereinnahmen oder Mehrbelastungen durch eine zu schnelle Verlagerung von Veredelungsaufgaben auf Produzenten beeinträchtigt werden.¹⁰⁴ Bei einer entsprechenden Ausgestaltung einer vorerst „freiwilligen“ Direktvermarktung wären diese Voraussetzungen erfüllt: den Windkraftbetreibern würde sozusagen gestattet, die Rosinen in Form von Spitzenpreisen heraus zu picken, auf der anderen Seite würde bei Produzenten, im Hinblick auf die Zeit nach einer Windstromförderung, Markterfahrung aufgebaut.

Im Vergleich zur aktuellen Förderregelung besteht unter Berücksichtigung dieser Aspekte auch die Aussicht auf eine Verbesserung der dynamischen Effizienz. Mögliche Mehreinnahmen durch Direktvermarktung können zu Innovationsanreizen bei der Veredelung des Windstroms führen, denn diese Mehreinnahmen sind, im Vergleich zur EEG-Einspeisevergütung, nur möglich, wenn die Lieferung einer handelbaren Strommenge zum vereinbarten Zeitpunkt bei begrenztem Ausfallrisiko gesichert ist. Ansonsten drohen erhebliche Zusatzkosten in Form von kostenintensiven kurzfristigen Stromzu- und -verkäufen.

Insgesamt würde dieses Fördermodell, im Vergleich zur aktuellen Förderung, eine Strategie zur langfristigen Marktintegration durch Verschiebung der Verantwortlichkeiten zur Eingliederung von EEG-Strom auf die Produzenten unterstützen. Dies sollte jedoch „flankiert“ werden durch eine effiziente und transparente Gestaltung des EEG-Wälzungsmechanismus.

5.2.2 Einspeisemindestvergütung mit Premium-Option

Im Folgenden wird eine gesetzliche Einspeisemindestvergütung um Premium-Optionen – also um Möglichkeiten zur selbstständigen Vermarktung zum Börsenpreis, zuzüglich eines staatlich garantierten Bonusses – erweitert, wobei die drei zuvor genannten Erweiterungsmöglichkeiten betrachtet werden (vgl. Abbildung 11). Insgesamt ist es für die Akzeptanz von Premium-Optionen erforderlich, dass der durchschnittliche Vermarktungserlös als Summe aus Börsenpreis und Premium (inklusive eines Risikoausgleichs) mindestens der durchschnittlichen Einspeisevergütung entspricht. Andern-

¹⁰⁴ Vgl. Zander et al. (2004), S. 40.

falls werden Produzenten immer die sichere Auszahlung in Form des gesetzlich garantierten Einspeisetarifs wählen. Das zu zahlende Premium sollte also gewährleisten, dass Direktvermarkter für das zusätzliche Risiko eines Stromhandels kompensiert werden. Darüber hinaus sollten diese einen Anreiz in Form einer angemessenen Rendite erhalten, um die Marktoption mit einer Aussicht auf zusätzliche Gewinnmöglichkeiten in Verbindung zu bringen. Schließlich kann – neben einer entsprechenden Ausgestaltung der gesetzlichen Einspeisetarife – grundsätzlich auch die Höhe des Bonus technologisch differenziert sowie nach Jahrgängen degressiv ausgestaltet werden.¹⁰⁵

Wie in Kapitel 4 beschrieben wurde, ist die bilanzielle Ausgliederung der jeweils betroffenen Anlagen aus der EEG-Abrechnung mit begrenztem Mehraufwand möglich, zudem kann gerade bei einer vollständigen Ausgliederung einzelner Anlagen vom Risiko einer bilanztechnischen Vermischung von Strommengen abstrahiert werden.

5.2.2.1 Einspeisemindestvergütung mit Premium-Option für festgelegte Zeiträume

Zu Beginn wird ein Fördermodell untersucht, in dem Produzenten für jeweils zeitlich begrenzte Perioden die (sequentielle) Wahl zwischen einer gesetzlich garantierten Einspeisevergütung und einer Marktoption haben, in der die gesamte Stromproduktion, d. h. auch während nicht gewinnbringender Stunden, selbstständig vermarktet werden muss. Bspw. könnte den Anlagenbetreibern im jährlichen Rhythmus gestattet werden, zwischen einer Vergütung gemäß gesetzlichen Einspeisetarifen (also kein Unterschied zur aktuellen Regelung) und einer eigenverantwortlichen Vermarktung zu wählen. Bei der Marktoption ergibt sich der erzielte Erlös je kWh aus dem Börsenpreis zuzüglich der gesetzlichen Premium-Zahlung.

Aufgrund von schwankenden und tendenziell zunehmenden Strompreisen ist für ein solches Modell eine kontinuierliche Anpassung von Premium-Höhen an veränderte Strompreise erforderlich. Ein Mittel dazu wäre die Bindung des Premiums an einen, in vordefinierten Intervallen variierenden, Referenzstrompreis. Um Strompreisschwankungen nach unten abzufedern ließen sich zudem garantierte Mindestpreise einführen, die alternativ und wahlweise zum Börsenpreis gezahlt werden.

¹⁰⁵ Vgl. Langniß/ Diekmann/ Lehr (2007), S. 45.

Für eine Bewertung der Kosteneffizienz gilt es abzuwägen, in welcher Höhe der Risikoausgleich zur Marktteilnahme anzusetzen ist bzw. welche Rendite den Stromproduzenten oder Stromhändlern zusätzlich zum Börsenpreis zugestanden werden sollte. Hier sei aufgrund des begrenzten Umfangs der vorliegenden Arbeit auf entsprechende Untersuchungen des spanischen Premium-Modells verwiesen.¹⁰⁶ Dort bewegt sich die Höhe des Premiums inklusive einer Art „Anreizzahlung“ konstant um 4 ct/kWh, insgesamt überstieg die durchschnittliche Marktvergütung den Mindesteinspeisetarif zwischen Mai 2005 und Mai 2006 um ca. 2 bis 4 ct/kWh.¹⁰⁷ Die EEG-Umlage müsste in diesem Fall um eine finanzielle Wälzungsmöglichkeit zur Abgeltung von Prämienzahlungen erweitert werden.¹⁰⁸

Im Jahr 2006 lag der mittlere Börsenstrompreis bei etwa 5,1 ct/kWh¹⁰⁹ (Pieper/ Fleckenstein/ Rosen (2007) setzen den für Windenergie erzielbaren durchschnittlichen Strompreis mit 4,46 ct/kWh noch etwas niedriger an). Im Vergleich zu einer Einspeisemindestvergütung von 6,19 ct/kWh für Anlagen der zweiten Vergütungsstufe würde dies Förderausgaben der Bonusoption um 1 bis 1,7 Cent je direktvermarkteter kWh bedeuten, um den durchschnittlichen Börsenstrompreis auf das Niveau der gesetzlichen Einspeisemindestvergütung zu heben. Zuzüglich wären noch „Marktanreizzahlungen“ zu zahlen, wie sie am Beispiel Spaniens beschrieben wurden. Im Vergleich zur aktuellen Förderung würden dabei Zusatzkosten in dem Ausmaß entstehen, in dem eine Anhebung der erzielbaren Erlöse am Strommarkt um einen Risikozuschlag, zuzüglich einer angemessenen Rendite, notwendig ist. Im Hinblick auf einem mittelfristigen Anstieg der Windenergie die zur zweiten Vergütungsstufe vergütet wird, werden diese Zusatzkosten im Zeitverlauf entsprechend ansteigen.

Im spanischen Modell liegt die normierte Vergütungshöhe der Marktoption knapp über der mittleren Vergütungshöhe der deutschen Einspeisevergütung.¹¹⁰ Insgesamt

¹⁰⁶ Vgl. Abschnitt 5.1.

¹⁰⁷ Der Einsatz dieses Vergütungsschemas führte in Spanien binnen drei Jahren zu einem Anteil der Marktoption bei Windstromproduzenten von ca. 93 Prozent. Vgl. Klein et al. (2006), S. 45.

¹⁰⁸ Es ist jedoch nicht anzunehmen, dass dies aufgrund eines ohnehin etablierten finanziellen Wälzungsmechanismus zu hohen Mehrkosten führen wird.

¹⁰⁹ Vgl. European Energy Exchange (EEX) (2007). Wie in Abbildung 5 verdeutlicht wurde, verteilt sich die Gesamteinspeisung von Windenergie im Tagesverlauf nahezu gleichmäßig. Eine Unterscheidung von Tages- und Nachtstunden sowie von saisonalen Schwankungen findet nicht statt. Zudem führen Wenzel/ Diekmann (2006) an, dass für eine Bewertung der EEG-Förderung auf eine Berücksichtigung etwa der Phelix Peak Preise verzichtet werden kann.

¹¹⁰ Vgl. Ragwitz et al. (2006), S. 33.

hängt die Veränderung der Förderkosten von der Akzeptanz dieser Marktoption ab,¹¹¹ dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des mittelfristigen Wechsels einer großen Zahl an WKA in die zweite Vergütungsstufe von Bedeutung. Eine begleitende Absenkung der Einspeisemindesttarife, über den bisherigen Degressionssatz hinaus, erscheint, wie ein Vergleich der mittleren Einspeisemindestvergütung mit Stromgestehungskosten verdeutlicht, nicht möglich. Eine Beeinträchtigung der statischen Effizienz, im Vergleich zur derzeitigen EEG-Regelung, kann insgesamt nicht ausgeschlossen werden.

In Bezug zur Effektivität lässt sich – wie auch in Abschnitt 5.2.1 (Ausgliederung einzelner Stunden ohne Premium-Zahlung) – argumentieren, dass gerade die Aussicht auf Zusatzgewinne durch eigenständige Vermarktung den grundlegenden Anreiz zur Wahl der Marktoption bildet. Daher ist ein insgesamt verstärkter Investitionsanreiz zum Bau von WKA möglich. Dessen Ausprägung hängt jedoch im Wesentlichen von der Ermittlung der Premium-Höhen ab. Wenn die langfristige Aussicht auf Mehreinnahmen, unter Berücksichtigung des generell vorhandenen unternehmerischen Risikos bei Marktteilnahme, nicht geringer ist, als die derzeitig garantierten Einspeisemindesttarife sowie, wenn darüber hinaus sichergestellt wird, dass von einer stetigen Anpassung der Premium-Zahlungen keine negative Beeinflussung des Baus neuer Windkraftanlagen ausgeht, ließe sich die Effektivität der Förderung steigern.

Es bleibt abzuwarten, wie sich eine Marktoption auf die Betreiberstruktur des Windenergiemarktes auswirkt. Es ist anzunehmen, dass die Wahl der Marktoption für private Betreiber einzelner WKA, trotz einer Erhöhung der Strompreise um den Bonus im Vergleich zur Einspeisevergütung, nicht zu Mehrgewinnen führen wird. Vor allem mangelnde Ausregelmöglichkeiten von Produktionsvolatilitäten werden durch nachträgliche Veredelung des vereinbarten Bandes in Form von kurzfristigen Stromzu- und -verkäufen, bei kleineren Direktvermarktern zu hohen Zusatzkosten führen. Daher werden zunächst nur große Betreibergemeinschaften die Marktoption wählen, langfristig deutet dies auf die Gefahr einer Verdrängung kleiner Windkraftbetreiber vom Markt hin. Grundsätzlich kann die Einführung eines solchen Modells, im Vergleich zur derzeitigen Regelung, zur Verbesserung der dynamischen Effizienz in Form kosteneffizienterer Veredelungsmechanismen von Windstrom führen. Aufgrund unattraktiver Direkt-

¹¹¹ Eine genaue Analyse der Betreiberstruktur im deutschen Windstrommarkt, die vor allem die betriebswirtschaftlichen Aspekte der Windenergieförderung untersucht, bildet jedoch nicht den Kern der vorliegenden Arbeit. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

vermarktungskonditionen aus Sicht kleiner Anlagenbetreiber, werden diese Möglichkeiten jedoch nicht voll ausgeschöpft.

Auch wenn die Effektivität dieses Instruments, im Vergleich zur aktuellen Förderung, bei einer entsprechend hohen Ausgestaltung der Bonuszahlungen nicht beeinträchtigt wird, ist eine Weiterentwicklung des EEG nach diesem Vorbild insgesamt kritisch zu beurteilen. Den Vorteilen einer Eingliederung von Direktvermarktungspotenzialen im Rahmen einer sequentiellen Wahl zwischen Marktoption oder Einspeisemindestvergütung stehen die Gefahr einer Minderung der statischen Effizienz sowie die Möglichkeit einer Verdrängung von privaten WKA-Betreibern gegenüber.

5.2.2.2 Ausgliederung einzelner Stunden mit Premium-Zahlung

Alternativ zur sequentiellen Wahl von Marktoption oder Einspeisemindestvergütung ist ein Modell denkbar, bei dem Anlagenbetreibern eine simultane Wahl zwischen Marktoption und Festvergütung zugestanden wird, wobei – im Unterschied zum in Abschnitt 5.2.1 untersuchten Fördermodell – Premium-Zahlungen im Falle der Marktoption vorgesehen sind.

Prinzipiell gelten hier die Ergebnisse aus Abschnitt 5.2.1, jedoch mit dem Unterschied, dass nun die Zeiten, in denen der Marktpreis (plus Premium) über der Einspeisevergütung liegt, zusätzlich durch Bonuszahlungen „gezielt“ ausgeweitet sowie Risiken bei Marktteilnahme reduziert werden können. Um eine einheitliche Bonuszahlung zu gewährleisten sowie eine Überförderung während Preisspitzen zu vermeiden, ist dieser Handlungsspielraum allerdings begrenzt. Unter Beachtung von beabsichtigten Einflüssen von Preisschwankungen auf die Erträge von Windkraftbetreibern, könnte andererseits etwa eine Kappung der Bonuszahlungen zu Hochpreisphasen oder eine Erhöhung in Phasen niedriger Preise eingeführt werden. Mit dieser Regelung können auch kleinere Betreiber ermutigt werden, zu einigen Stunden aus der EEG-Förderung auszustiegen und selbstständig zu vermarkten.

Ein solches Fördermodell würde allerdings ein Rosinenpicken dergestalt verursachen, dass Anlagenbetreiber systematisch nur die um den Bonus erhöhten Spitzenpreise „mitnehmen“. Dies würde, im Vergleich zur aktuellen Förderung, zu einer Beeinträchtigung der Kosteneffizienz führen. In Bezug zu Gestehungskosten dürfte es sich insgesamt als schwierig darstellen, im Tagesdurchschnitt eine Förderhöhe von etwa 7 ct/kWh

zuzüglich eines Risikoausgleichs zu erreichen und gleichzeitig das Problem eines verstärkten Rosinenpickens zu vermeiden. Als Lösung dieses Problems schlagen Langniß/Diekmann/ Lehr (2007) einen Malus auf den gewährten Bonus vor, sobald in (Tages-) Perioden niedriger Preise (oder etwa in vorher festgelegten Perioden) die Einspeisemindestvergütung in Anspruch genommen wird. So könnte bspw. der Bonus für die gesamte Jahreseinspeisung um 0,5 ct/kWh herabgesetzt werden, wenn sich ein Anlagenbetreiber während dieser Zeit für den Mindesttarif entscheidet.

Eine simultane Wahl der Marktoption für einzelne Stunden ist unter Praktikabilitäts-Aspekten aufwändiger, als eine sequentielle Wahl zwischen Direktvermarktung und Einspeisemindestvergütung. Wie die Untersuchung des Ablaufprozesses deutlich gemacht hat, wird sich dieser Mehraufwand bei entsprechenden Vorlaufzeiten aber in einem kalkulierbaren Rahmen bewegen. Eine kurzfristige Wahlmöglichkeit der Marktoption während der Hochpreisphasen sowie eine zusätzliche, gesetzlich garantierte Bonus-Zahlung auf den Börsenstrompreis, können zusammen zu einer Verbesserung der Effektivität des Systems führen. Schließlich bieten sich – wie auch in den vorhergehenden Modellen – Chancen zur kosteneffizienteren Eingliederung des EEG-Stroms in den Markt.

Insgesamt gilt es, die Effektivitäts- und Effizienzaspekte abzuwägen. Während beim zuvor untersuchten Modell ohne Bonuszahlung gerade ein (begrenztes) Rosinenpicken zweckdienlich sein kann, könnte dies hier aufgrund zusätzlicher Bonuszahlungen insgesamt zu einer Beeinträchtigung der Kosteneffizienz führen. Andererseits wäre durch eine Bonuszahlung ein zusätzlicher Anreiz geschaffen, auch kleineren Betreibern eine Marktteilnahme zu ermöglichen – dies war ein Schwachpunkt der Ausgliederung einzelner Stunden ohne Bonuszahlung. Da Windstromproduzenten in einer Direktvermarktung insgesamt, auch ohne zusätzliche Bonus-Option, mittelfristig Möglichkeiten hoher Zusatzgewinne sehen,¹¹² ließe sich tendenziell allerdings gegen ein zusätzliches Premium argumentieren.

¹¹² Telefoninterview mit Dr. Matthias Lange von Energy&Meteo Systems am 07.08.2007.

5.2.2.3 Vorgeschriebene Premium-Option für neue Anlagenbetreiber

Abschließend wird ein Modell untersucht, in dem alle neuen Windstromerzeuger zur eigenständigen Vermarktung verpflichtet werden. Ein ähnliches Modell wurde etwa in Dänemark für Onshore-Anlagen zu Beginn des Jahres 2003 eingeführt.¹¹³

Bei ausgewogener Bonuszahlung ließe sich ein weiterer Ausbau der Windenergie sicherstellen und zusätzlich die Verantwortung der Marktintegration von erneuerbaren Energien verstärkt auf Produzenten verlagern. Problematisch wäre hingegen, welche Bonushöhe als ausgewogen bezeichnet werden kann. Betrachtet man Stromgestehungskosten sowie die Ausführungen im vorhergehenden Abschnitt, so wäre dieser in der Größenordnung zwischen 2 und 5 ct/kWh anzusetzen, jedoch hängt dies stark von der Bewertung des unternehmerischen Risikos bei Marktteilnahme ab. Teilweise könnte auf die Erfahrungen in Spanien oder Dänemark zurückgegriffen werden, jedoch wäre die Gefahr eines Trial-and-Error Prozesses bei der Findung der Bonushöhe und damit einhergehend Einbußen der Effektivität gegeben. Denn, im Gegensatz zur simultanen Wahl, bietet sich Anlagenbetreibern nicht die alternative Möglichkeit der sicheren Einspeisemindestvergütung

Zudem spielt auch eine Zurechnung der Veredelungsaufgabe zum Anlagenbetreiber eine Rolle. Zander et al. (2004) führt an, dass es dazu unter Status quo Bedingungen „informationstechnischer Hilfsmittel sowie einer ausgebildeten Handelstätigkeit“ bedarf. Da es hier jedoch, insbesondere bei kleinen Windkraftbetreibern,¹¹⁴ noch mangelt, führte dies mittelfristig zu einer zusätzlichen Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit und Investitionssicherheit. Grundsätzlich könnten im Hinblick auf ein Pooling von Windstromproduzenten Veredelungspflichten auf Großerzeuger verlagert werden.¹¹⁵ Dies gewinnt insbesondere an Bedeutung, wenn, wie im vorliegenden Modell, die Wahlmöglichkeit des garantierten Einspeisemindesttarifes wegfiele.

Um während einer Übergangsphase auch kleinen Windkraftbetreibern die Marktteilnahme ermöglichen zu können, wäre etwa ein Marktmediatorenmodell denkbar, wobei

¹¹³ Dort führte dies, wie gesagt, allerdings nicht zu signifikanten Steigerungsraten der Windstromproduktion.

¹¹⁴ Zander et al. (2004) führt ferner an, dass im Hinblick auf die Erreichung der EEG-Ziele insbesondere auch kleinen Windkraftbetreibern auskömmliche Konditionen garantiert werden sollten.

¹¹⁵ Vgl. Zander et al. (2004), S. 40.

damit auch die zuvor genannten Nachteile, etwa eine Erhöhung von Transaktionskosten, einher gingen. Im Hinblick auf unterschiedliche Betreiber- bzw. Anlagengrößen wäre zur Lösung dieses Problems ohne Marktmediatorenmodell eine Differenzierung der verpflichtenden Teilnahme an der Marktoption nach Anlagengröße denkbar. Langniß/ Diekmann/ Lehr (2007) schlagen dazu eine Grenze der Gesamtvergütung von 1 Million Euro vor. Dies entspräche für die Windenergie etwa der Jahresgesamteinspeisung eines Windparks mit 5 MW Leistung. Alternativ könnte die Grenze auch leistungsbezogen differenziert nach Technologien definiert werden.

Aussagen über Effizienzeffekte sind bei diesem Instrument nur schwer möglich, insbesondere die große Bandbreite möglicher Bonushöhen erschwert eine abschließende Beurteilung. Ungenaue Kenntnisse über eine geeignete Bonushöhe bergen, aufgrund der nicht vorhandenen Alternative einer Einspeisemindestvergütung, zudem die Gefahr von Effektivitätseinbußen. Andererseits bestehen Chancen, durch eben diesen einen verstärkten Innovationsanreiz zu Eingliederung handelbarer (Wind-) Stromprodukte in den Markt zu generieren. Insgesamt erscheint der Einsatz solchen Instruments angesichts einer gerade erst aufkeimenden Marktfähigkeit der Windenergie jedoch verfrüht.

5.2.3 Zwischenergebnis 4: Anforderungen an eine Weiterentwicklung des EEG

Alle vorangegangenen Überlegungen führen zu dem Schluss, dass eine Heranführung von Windstrom an den Markt sinnvoll ist. Wie eine Abschätzung des zukünftigen Vermarktungspotenzials gezeigt hat, wären zudem mittelfristig ausreichend eigenvermarktbar Windstrommengen verfügbar. Ohne konzeptionelle Erweiterungen ist die aktuelle EEG-Förderung jedoch nicht mit einer Direktvermarktung vereinbar. Auf der betriebswirtschaftlichen Ebene scheitert dies zunächst an nicht vorhandenen Ablaufprozeduren zur offenen Vermarktung, ohne die negative Auswirkungen auf den Strommarkt (etwa steigende Veredelungskosten auf Seiten der ÜNB) die Folge wären. Auf der volkswirtschaftlichen Ebene fehlen Anreize, um die Verantwortung zur Einspeisung handelsfähiger Stromprodukte langfristig auf Stromproduzenten zu übertragen und dort, im Hinblick auf steigende Direktvermarktungspotenziale, Kompetenzen im Stromhandel aufzubauen.

Für eine Weiterentwicklung des EEG im Hinblick auf eine Integration von Direktvermarktungsmöglichkeiten existieren verschiedene Möglichkeiten, wobei sicherzustel-

len ist, dass die bisher für Produzenten bestehende langfristige Investitionssicherheit auch weiterhin beibehalten wird und zugleich Risiken des Stromhandels minimiert werden.¹¹⁶ Gerade dies ist jedoch ein häufiger Schwachpunkt bei Direktvermarktungsmöglichkeiten, da eine Teilnahme am Stromhandel grundsätzlich eine gewisse Abhängigkeit von Strompreisschwankungen bedeutet. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Möglichkeit zur Ausgliederung einzelner Stunden, wie sie in Abschnitt 5.2.1 untersucht wurde, als geeigneter Schritt in die richtige Richtung. Unter Abwägung von Effizienzaspekten könnte dieses Modell um zusätzliche Bonuszahlungen erweitert werden, wobei eine verstärkte Marktintegration u. U. durch eine verminderte Kostenorientierung der Förderung „erkauft“ würde.¹¹⁷

Eine, im Gegensatz zur sequentiellen Wahl zwischen Marktoption oder Einspeisemindestvergütung vergleichsweise kurzfristige Wahlmöglichkeit der Direktvermarktung, bietet mittelfristig auch kleineren Windkraftbetreibern eine Chance auf Mehrwinne durch Direktvermarktung.¹¹⁸ Im Hinblick auf ein großes Ausbaupotenzial Offshore verbleibt Forschungsbedarf, ob durch Einführung von Premium-Modellen von Beginn an eine möglichst marktnahe Förderstruktur eingeführt werden könnte.

5.3 Vergleich mit der aktuellen EEG-Novelle 2009

Zum 1. Januar 2009 trat ein novelliertes EEG¹¹⁹ in Kraft. Wenngleich die ursprüngliche Version dieser Studie bereits Ende 2007 im Rahmen einer Diplomarbeit fertig gestellt wurde, soll aus Aktualitätsgründen zusätzlich kurz darauf eingegangen werden, ob durch diese Novelle Möglichkeiten einer verstärkten Marktintegration, in Form von mittelfristig steigenden Direktvermarktungspotenzialen, genutzt werden.¹²⁰

¹¹⁶ Vgl. Ragwitz/ Huber (ohne Veröffentlichungsdatum), S. 22 sowie allgemein Mitchell/ Bauknecht/ Connor (2004). Dabei können auch Finanzierungsprogramme unterstützend wirken, wie sie bspw. durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau angeboten werden. Vgl. für eine Übersicht über Probleme der Finanzierung neuer Energietechnologien auch Madlener/ Zweifel (2006).

¹¹⁷ Vgl. Langniß/ Diekmann/ Lehr (2007), S. 51.

¹¹⁸ Der Anteil an WKA betreibenden Privatpersonen beträgt etwa 28 Prozent. Vgl. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2006), S. 37.

¹¹⁹ Vgl. die EEG-Novelle 2009 des Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2008).

¹²⁰ Aufgrund des begrenzten Umfangs der vorliegenden Arbeit wird hier nur auf den Aspekt der Direktvermarktung eingegangen. Für weitergehende Analysen sei auf entsprechende Untersuchungen verwiesen, z. B. auf den EEG-Erfahrungsbericht 2007 gemäß § 20 EEG (unter der Projektleitung vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2007)).

Grundsätzlich wird im neuen EEG-Entwurf die Möglichkeit einer Selbstvermarktung von EEG-Strom berücksichtigt. In § 17 (1) heißt es, dass Anlagenbetreiber berechtigt sind „(...) den in der Anlage erzeugten Strom kalendermonatlich an Dritte [zu] veräußern (Direktvermarktung), wenn sie dies dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats angezeigt haben. Der Vergütungsanspruch nach §16 entfällt im gesamten Kalendermonat für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom.“ Darüber hinaus wird den Anlagenbetreibern gem. Abs. (2) gestattet, abweichend von Abs. (1) einen im Vorhinein festgelegten Prozentsatz des in der Anlage erzeugten Stroms im folgenden Kalendermonat zu vermarkten. Die hier vorgesehene Regelung entspricht in etwa eines im Kapitel 4 diskutierten Ansatzes, nach dem bestimmte und im Vorhinein festgelegte Strommengen von einer EEG-Vergütung ausgenommen werden können. Grundsätzlich könnte ein solches Vorgehen erste Direktvermarktungsaktivitäten von Seiten der Anlagenbetreiber begünstigen. Aufgrund von notwendigen Kapazitäten zur Ausregelung von Einspeiseschwankungen kämen dabei jedoch zunächst nur größere Betreibergesellschaften in Frage, die über entsprechend größere Ausregelungskapazitäten verfügen.

Hierbei ist es aus Sicht der ÜNB wichtig, dass – wie auch zuvor im Rahmen des vierten Kapitels dargelegt – Erhöhungen von Fehlern in der Profiltransformation durch Windstromvermarktung vermieden werden und dies mithin nicht bzw. nur zu einer möglichst geringen Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten führt.

Eine abschließende Beurteilung ist sowohl angesichts der knapp bemessenen Definition im neuen EEG, als auch auf Grund des begrenzten Umfangs der vorliegenden Studie nicht möglich. Insgesamt ist zumindest die erstmalige Aufnahme einer solchen Möglichkeit zur Direktvermarktung im EEG positiv zu werten, jedoch erscheinen weitere Regelungen, die insbesondere den präzisen Ablauf eines Direktvermarktungsprozesses beschreiben, notwendig.

Für eine breite Förderung der Direktvermarktung bieten sich darüber hinaus weitere Maßnahmen an. Dazu zählt die in den vorherigen Abschnitten dargelegte Nutzung von Premium-Zahlungen zusätzlich zum Marktpreis. Wie die vorangegangenen Ausführungen deutlich gemacht haben, ist eine langfristige Strategie der Verlagerung von Verantwortlichkeiten zur Einspeisung handelsfähiger Stromprodukte auf die Anlagenbetreiber sinnvoll. In Verbindung mit einer möglichst breiten Direktvermarktung von Windstrom

bestehen begründete Chancen einer kosteneffizienteren Veredelung und Eingliederung von EEG-Strommengen in den Markt. Sollte darüber hinaus langfristig eine Abschaffung der Windstromförderung erwogen werden, so ergäbe sich zudem die Möglichkeit, bereits frühzeitig bei Anlagenbetreibern Kompetenzen im Stromhandel aufzubauen.

6 Zusammenfassung und Fazit

Seit annähernd 20 Jahren wird die Nutzung der Windenergie in Deutschland gefördert. Inzwischen haben Strompreisanstiege sowie unterschiedliche Vergütungssätze dazu geführt, dass der Strompreis während Hochpreisphasen gesetzliche Einspeisetarife einzelner WKA übersteigt. In der vorliegenden Arbeit wurde untersucht, ob dies als erstes Anzeichen einer aufkeimenden Marktfähigkeit der Windenergie in Deutschland interpretiert werden kann und welche Folgen sich gegebenenfalls für die Förderung erneuerbarer Energien ergeben. Es zeigt sich, dass – auch wenn die Windenergie insgesamt noch nicht marktfähig ist – erste Anzeichen für zunehmende Wirtschaftlichkeit zu erkennen sind und eine Erweiterung des geltenden Förderrechts um Direktvermarktungsmöglichkeiten sinnvoll sind.

Zu Beginn wurden die derzeit theoretisch möglichen Direktvermarktungsmengen ermittelt sowie darauf aufbauend eine Prognose über zukünftig direktvermarktbar Windstrommengen erstellt. Daraus wird ersichtlich, dass eine gewinnbringende Direktvermarktung zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur in sehr begrenztem Umfang sowie nur für Betreiber großer Windparks möglich wäre. Mittelfristig deutet sich eine starke Zunahme dieses Potenzials an. Dies liegt vor allem an einem Wechsel von WKA der ausbaustarken Jahre um die Jahrtausendwende in die zweite Vergütungsstufe. Langfristig gesehen wäre – unter der Annahme gleichbleibender Regelungen – zunehmend auch bei der ersten Vergütungsstufe eine Direktvermarktung lohnend. Eine eigenständige Vermarktung kleiner Windkraftbetreiber scheitert vor allem an mangelnden Ausregelungsmöglichkeiten für Produktionsschwankungen. Im Rahmen weiterer Untersuchungen könnte eine solche Potenzialabschätzung etwa um den Einfluss regionaler Unterschiede erweitert werden.

Eine eigenständige Vermarktung ist im aktuellen EEG zwar grundsätzlich nicht vorgesehen, explizit aber auch nicht untersagt. So scheitert eine Vermarktung derzeit vor allem an mangelnden Ablaufprozeduren und einer Blockade durch ÜNB, die ihre Haltung mit einhergehenden, steigenden Wälzungskosten von EEG-Mengen begründen. Eine Analyse möglicher Ablaufprozeduren zur Direktvermarktung legt hingegen den Schluss nahe, dass eine Direktvermarktung bei korrekter Ausgestaltung und angemessenen Anmeldefristen nicht, oder allenfalls zu einem überschaubaren Anstieg von Wälzungskosten führt. Vielmehr bestehen Chancen, eine kosteneffizientere Eingliederung

von Windstrom zu erreichen. Damit einhergehend bleiben Möglichkeiten ungenutzt, die Veredelung von Windenergie zu einem handelbaren Produkt alternativ zu den ÜNB vorzunehmen oder anders formuliert: das Entwicklungspotenzial hinsichtlich kosteneffizienter Ausregelungsmöglichkeiten von Produktionsschwankungen wird nicht im vollen Umfang genutzt. Gesamtwirtschaftlich gesehen ist daher, vor dem Hintergrund stark steigender Direktvermarktungspotenziale, eine Strategie zur langfristig verstärkten Einbindung von Windstromerzeugern in den Strommarkt sinnvoll. Auch hier ergibt sich weiterer Forschungsbedarf, insbesondere könnte eine noch differenziertere Berücksichtigung technischer Aspekte weitere Erkenntnisse liefern.

Das letzte Kapitel befasste sich mit der Frage, wie eine solche Eingliederung von Direktvermarktungsmöglichkeiten Rahmen einer Weiterentwicklung des geltenden Förderkonzeptes erreicht werden könnte. Die Ergebnisse dieser Analyse deuten darauf hin, dass die Möglichkeit einer simultanen Wahl zur Ausgliederung einzelner Stunden – bei Beachtung von entsprechenden Anmeldefristen – als Schritt in die richtige Richtung anzusehen ist. Diese Perioden gewinnbringender Direktvermarktung ließen sich durch zusätzliche Premium-Zahlungen ausweiten. Dabei würde jedoch eine verstärkte kaufmännische Integration u. U. durch Effizienzeinbußen „erkauft“. Im aktuellen EEG sind erste Schritte zur Ermöglichung einer Direktvermarktung sichtbar.

Anhang

2006									
Vergütungskat	Inbetriebnahme	Weitere Kriterien	Vergütung nach EEG	ENBW	RWE	EON	Vattenfall	Gesamt	
				Jahresarbeit der EEG-Einspeisung Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung (kWh)	Jahresarbeit der EEG-Einspeisung Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung (kWh)	Jahresarbeit der EEG-Einspeisung Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung (kWh)	Jahresarbeit der EEG-Einspeisung Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung (kWh)	Jahresarbeit der EEG-Einspeisung Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung (kWh)	tatsächlich an EEG-Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung
-	Inbetriebnahme 1991	Anfangsvergütung	9,10				133.411,00	12.140,40 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1992	Anfangsvergütung	9,10				792.108,00	72.081,83 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1993	Anfangsvergütung	9,10				4.176.422,00	380.054,40 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1994	Anfangsvergütung	9,10				117.106.392,00	10.656.681,67 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1995	Anfangsvergütung	9,10				41.216.323,00	3.750.685,39 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1996	Anfangsvergütung	9,10				22.941.477,00	2.087.674,41 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1997	Anfangsvergütung	9,10				30.943.090,00	2.815.821,19 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1998	Anfangsvergütung	9,10				117.275.218,00	10.672.044,84 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 1999	Anfangsvergütung	9,10				192.110.521,00	17.482.057,41 €	
		Endvergütung	6,19						
-	Inbetriebnahme 2000	Anfangsvergütung	9,10				1.028.428.463,00	93.586.990,13 €	
		Endvergütung	6,19				6.460.476,00	399.903,46 €	
-	Inbetriebnahme 2001	Anfangsvergütung	9,10				2.681.392.227,00	244.006.692,66 €	
		Endvergütung	6,19				227.331,00	14.071,79 €	
WIK71a-01	Inbetriebnahme bis 2001	Anfangsvergütung	9,10	76.475.966	2.268.995.899	206.478.627 €	5.326.446.111,61	484.679.296,16 €	11.908.133.629
WIK72a-01	Inbetriebnahme bis 2001	Endvergütung	6,19	1.105.648	8.009.530	495.790,00 €	175.335.066,00	10.854.478,59 €	385.522.924,33 €
WIK71a-02	Inbetriebnahme 2002	Anfangsvergütung	9,10	31.247.721	920.456.879	82.841.119 €	1.591.522.525,19	143.264.027,27 €	191.588.051
WIK72a-02	Inbetriebnahme 2002	Endvergütung	6,10				1.826.891.958,00	164.420.276,22 €	4.370.419.083
WIK71a-03	Inbetriebnahme 2003	Anfangsvergütung	8,90	33.019.391	865.989.856	77.162.097 €	1.119.197.691,80	99.508.594,57 €	0
WIK72a-03	Inbetriebnahme 2003	Endvergütung	6,00				2.107.891.404,00	187.602.334,96 €	4.127.098.343
WIK71a-04	Inbetriebnahme 01-07/2004	Anfangsvergütung	8,80	24.006.816	236.695.794	20.829.230 €	534.704.053,62	47.063.956,72 €	0
WIK72a-04	Inbetriebnahme 01-07/2004	Endvergütung	5,90				519.035.435,00	45.675.118,28 €	0
WIK101-04	Inbetriebnahme 08-12/2004	Onshore, Anfangsvergütung	8,70	14.166.092	1.232.450.00 €	38.050.815 €	498.439.884,20	43.364.289,93 €	1.314.442.099
WIK102-04	Inbetriebnahme 08-12/2004	Onshore, Endvergütung	5,50						0
WIK103-04	Inbetriebnahme 08-12/2004	Offshore, Anfangsvergütung	9,10						1.861.839.346
WIK104-04	Inbetriebnahme 08-12/2004	Offshore, Endvergütung	6,19						0
WIK101-05	Inbetriebnahme 2005	Onshore, Anfangsvergütung	8,53	5.437.295	463.801.26 €	49.859.684 €	686.543.229,66	58.562.137,49 €	2.681.271.671
WIK102-05	Inbetriebnahme 2005	Onshore, Endvergütung	5,39						0
WIK103-05	Inbetriebnahme 2005	Offshore, Anfangsvergütung	9,10						0
WIK104-05	Inbetriebnahme 2005	Offshore, Endvergütung	6,19						0
WIK101-06	Inbetriebnahme 2006	Onshore, Anfangsvergütung	8,36	5.133.952	429.198.39 €	16.607.586 €	305.696.973,27	25.556.286,97 €	1.230.653.400
WIK102-06	Inbetriebnahme 2006	Onshore, Endvergütung	5,28						0
WIK103-06	Inbetriebnahme 2006	Offshore, Anfangsvergütung	9,10						0
WIK104-06	Inbetriebnahme 2006	Offshore, Endvergütung	6,19						0
				190.592.881	17.016.089,98 €	5.521.690,490	492.324.946,00 €	10.237.905.535	27.685.015.621
							11.734.826.715	1.043.083.540,32 €	2.465.367.606 €

Literaturverzeichnis

Anderson, Jason (2007): "Climate and Energy Policy in Europe." *Intereconomics* Vol 42(2): 84-90.

Baumol, William, J./ Oates, Wallace E. (1988): *The theory of environmental policy*. Second Edition. Cambridge University Press, Cambridge.

Bemmann, Ulrich (2007): *Virtuelle Kraftwerke: Intelligente dezentrale Stromproduktion auf Basis von Erneuerbaren Energien und KWK*. Präsentation im Rahmen des Workshops des Bundesumweltministeriums "Perspektiven der Brennstoffzelle" am 14.03.2007 in Berlin. Online im Internet, http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/2007-03-14_bemmann_virtuelle_kraftwerke.pdf. Abfrage: 14.10.2007.

Bode, Sven/ Groscurth, Helmut (2006): *Zur Wirkung des EEG auf den "Strompreis"*. HWWA Discussion Paper 348. Hamburg Institute of International Economics., Hamburg.

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2006): *BMU-Themenpapier: Windenergie*. Berlin.

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007a): *Begründung zum EEG-Kabinettsentwurf - Allg. Teil*. Veröffentlicht am 5.12.2007. Berlin.

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007b): *Begründung zum EEG-Kabinettsentwurf - zu den einzelnen Artikeln*. Veröffentlicht am 5.12.2007. Berlin.

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007c): *Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften.*, Berlin.

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007d): *Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gemäß § 20 EEG*. BMU-Entwurf - Kurzfassung.

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007e): *Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung*. Stand: Juni 2007.

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2008): *Gesetz zur Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften.*, Berlin.

Bundesnetzagentur (2007): *Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen*. Bonn. Online im Internet, http://www.bundesnetzagentur.de/enid/8625b70783278459fbc64fd268167c9d,0/BK6-_7-__3/Doko_vom_Workshop_3vi.html. Abfrage: 12.10.2007.

Dany, Gundolf, et al. (2003): "Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisung auf die Übertragungsnetzbetreiber." *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Vol 53(9): 562-566.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) (2005): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Köln.

DEWI GmbH - Deutsches Windenergie-Institut (2007): *Windenergie in Deutschland - Aufstellungszahlen für das 1. Halbjahr 2007*. Wilhelmshaven. Online im Internet, http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Statistics%20Pressemitteilungen/30.06.07/presse_1hj_2007.pdf. Abfrage: 30.09.2007.

Eisenführ, Franz/ Weber, Martin (1999): *Rationales Entscheiden*. Springer Verlag, Berlin Heidelberg.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) / Energy Environment Forecast Analysis (EEFA) GmbH (2007): *Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030*. Laufendes Forschungsvorhaben. Köln.

Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2001): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

European Energy Exchange (EEX) (2007): *EEX Handelsergebnisse Spotmarkt 2006*. Leipzig.

Federico, Tobias/ Lerch, Felix (2002): "Gefühlter Wind." *Marktplatz Energie* Vol 3(5): 10-15.

FGW - Fördergesellschaft Windenergie e. V. (2007): Veröffentlichung der Referenzerträge von Windenergieanlagen. Online im Internet, http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm. Abfrage: 31.10.2007.

Fouquet, Dörte, et al. (2005): Reflections on a possible unified EU financial support scheme for renewable energy systems (RES): A comparison of minimum-price and quota systems and an analyses of market conditions. European Renewable Energies Federation (EREF), Worldwatch Institute, Brussels and Washington, DC. Online im Internet, http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Verguetungsmodelle/studie_erefworldwatchfinal1301df_tp.pdf. Abfrage: 31.10.2007.

Hausner, Karl Heinz/ Simon, Silvia (2006): "Ökonomische Aspekte der Energiepolitik." *Wirtschaftsdienst* Vol 86(12): 769-777.

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) (2006): *Windenergie Report Deutschland 2006 - Jahresauswertung des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms (WMEP)*. Im Auftrag des BMU. Kassel.

Jacobsson, Staffan/ Lauber, Volkmar (2006): "The politics and policy of energy system transformation - explaining the German diffusion of renewable energy technology." *Energy Policy* Vol 34(3): 256-276.

Kirschen, Daniel S./ Strbac, Goran (2004): Fundamentals of Power System Economics. Wiley & Sons, Chichester.

Klein, Arne, et al. (2006): Evaluation of different feed-in tariff design options - Best practice paper for the International Feed-in Cooperation. A research project funded by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (EEG), Karlsruhe. Online im Internet, http://www.feed-in-cooperation.org/images/files/best_practice_paper_final.pdf. Abfrage: 2.11.2007.

Langniß, Ole/ Diekmann, Jochen/ Lehr, Ulrike (2007): Kapitel 5: Analyse und Weiterentwicklung der Vorrangpolitik in Deutschland - Entwurf, in: (Hrsg.): Fortentwicklung des Instrumentariums zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Stuttgart, Berlin.

Lewis, Joanna/ Wiser, Ryan (2005): A Review of International Experience with Policies to Promote Wind Power Industry Development. Final Report. Center for Resource Solutions, San Francisco. Online im Internet, http://www.resource-solutions.org/lib/librarypdfs/IntPolicy-Wind_Manufacturing.pdf. Abfrage: 31.10.2007.

Madlener, Reinhard/ Zweifel, Peter (2006): "Investitionen in neue Energietechnologien: Hemmnisfaktor Finanzierung." Wirtschaftsdienst Vol 86(5): 328-332.

Menges, Roland (1999): Elemente eines Fördermodells für die erneuerbaren Energien in Deutschland, Energiestiftung Schleswig-Holstein (Studie Nr. 6). Kiel.

Mitchell, Catherine/ Bauknecht, Dierk/ Connor, Peter (2004): "Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany." Energy Policy Vol 34(3): 297-305.

Müller, Leonhard (1998): Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen. Springer, Berlin, Heidelberg.

Neubarth, Jürgen, et al. (2006): "Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung." Energiewirtschaftliche Tagesfragen Vol 56(7): 42-45.

Pfaffenberger, Wolfgang (1993): Elektrizitätswirtschaft. Oldenbourg Verlag, München.

Pieper, Thomas/ Fleckenstein, Holger/ Rosen, Michael (2007): "Das Wohl und Wehe des Windes." Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb Vol 1: 40-46.

Prognos AG / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Basel / Köln.

Ragwitz, Mario (2005): Zusammenfassende Analyse zu Effektivität und ökonomischer Effizienz von Instrumenten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich - Zwischenergebnisse aus dem UFO-Plan Forschungsvorhaben „Monitoring und Fortentwicklung nationaler und europäischer Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energiequellen im Strommarkt“. Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (EEG), Karlsruhe. Online im Internet, <http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumen>

te/Themen_A-Z/Verguetungsmodelle/Ragwitz_analyse_ausbau_ee.pdf. Abfrage: 4.10.2007.

Ragwitz, Mario, et al. (2006): Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States. A research project funded by the German Federal Environment Agency (UBA) and the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) - Final Report. Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (EEG), Karlsruhe. Online im Internet, http://www.bmu.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/isi_zwischenbericht.pdf. Abfrage: 4.10.2007.

Ragwitz, Mario/ Huber, Claus (ohne Veröffentlichungsdatum): Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison. Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (EEG), Karlsruhe. Online im Internet, http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/langfassung_einspeisesysteme_en.pdf. Abfrage: 3.10.2007.

Springmann, Jens-Peter (2005): Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung. Ein Vergleich ordnungspolitischer Instrumente. Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden.

Staiß, Frithjof (2007): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007. Bieberstein, Radebeul.

STEAG Saar Energie AG (2007): Vermarktungschancen für Strom aus Erneuerbaren Energien "Das Virtuelle (Regel-)kraftwerk" - Hanauer Dialog am 9. Februar 2007. Hanau. Online im Internet, <http://www.mikrogasturbine.de/HanauerDialog/5Hanauer/VortragSchwei.pdf>. Abfrage: 31.10.2007.

Verband der Elektrizitätswirtschaft -VDEW- e.V. (2005): Vertikaler physikalischer Belastungsausgleich vom Übertragungsnetzbetreiber an die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) nach § 14 Abs. 3 EEG, -Branchenlösung des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft -VDEW- e.V., Berlin und des Verbandes der Netzbetreiber -VDN- e.V., Berlin vom 2. November 2005. Online im Internet, http://vdn-archiv.bdew.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/EEG-Profilwaelzung_Branchen_loesung2005-11-02.pdf. Abfrage: 4.10.2007.

Verband der Netzbetreiber (VDN) (2005): Beschreibung der Abwicklung des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtes der Erneuerbaren Energien im Strombereich (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21.07.2004 durch den VDN – EEG-Verfahrensbeschreibung. Berlin. Online im Internet, http://www.badenova-netz.de/ContentFiles/Downloads/EEG-Verfahrensbeschreibung_2005-02-15.pdf. Abfrage: 25.09.2007.

Verband der Netzbetreiber (VDN) (2007): "EEG-Windenergieeinspeisung Januar bis Dezember 2006. 1/4-Leistungsprofile, vorläufige Ist-Werte. Stand: 10.01.2007." Vol.

Wenzel, Bernd/ Diekmann, Jochen (2006): Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Vergleichende Darstellung bekannter Ansätze und Erarbeitung von Alternativen auf Basis von Börsendaten zur Berechnung von EEG-Differenzkosten. Untersuchung im Auftrag des BMU.

Zander, Wolfgang, et al. (2004): Wälzungsmechanismus des EEG. Vorschläge für die Verbesserung der Transparenz. Studie im Auftrag des BMU. Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH (BET), Aachen.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2007): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU., Stuttgart.

Telefoninterviews

Telefoninterview mit Dr. Matthias Lange, Energy&Meteo Systems am 7.08.2007.

Telefoninterview mit Lennart Reeder, FGW - Fördergesellschaft Windenergie e. V. am 31.10.2007.

Bisher erschienene FiFo-Berichte

Nr. 1	Gemeindefinanzreform – Hintergründe, Defizite, Alternativen von Clemens Fuest und Michael Thöne	März 2005
Nr. 2	Wachstums- und nachhaltigkeitswirksame öffentliche Ausgaben (WNA) von Michael Thöne	März 2005
Nr. 3	Naturschutz im Finanzausgleich – Erweiterung des naturschutzpolitischen Instrumentariums um finanzielle Anreize für Gebietskörperschaften von Angelika Perner und Michael Thöne	Mai 2005
Nr. 4	Subventionen und staatliche Beihilfen in Deutschland von Michael Thöne	Juli 2005
Nr. 5	Aufkommens-, Beschäftigungs- und Wachstumswirkungen einer Steuerreform nach dem Vorschlag von Mitschke von Clemens Fuest, Andreas Peichl und Thilo Schaefer	Dezember 2005
Nr. 6	Wechselwirkungen eines Zuschlagsmodells mit dem kommunalen Finanzausgleich von Sven Heilmann	April 2006
Nr. 7	Wachstumswirksamkeit von Verkehrsinvestitionen in Deutschland von Roman Bertenrath, Michael Thöne und Christoph Walther	Mai 2006
Nr. 8	Aufkommens-, Beschäftigungs- und Wachstumswirkungen einer Reform des Steuer- und Transfersystems nach dem Bürgergeld-Vorschlag von Joachim Mitschke von Clemens Fuest, Sven Heilmann, Andreas Peichl, Thilo Schaefer und Christian Bergs	September 2006
Nr. 9	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Luxemburg von Mercedes de Miguel Cabeza	Dezember 2006
Nr. 10	Ertragsabhängige und ertragsunabhängige Steuern von Clemens Fuest und Michael Thöne	Juli 2008
Nr. 11	Direktvermarktung von Windstrom – Folgen für die Förderung erneuerbarer Energien von Stephan Dobroschke	Februar 2010