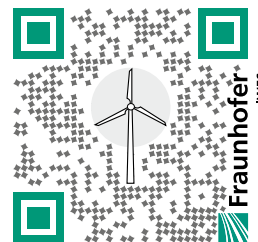


WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2012



Herausgeber:

Dr. Kurt Rohrig
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb
Königstor 59
34119 Kassel
E-Mail: windmonitor@iwes.fraunhofer.de
www.iwes.fraunhofer.de

**Redaktion:**

Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Philip Görg, Paul Kühn,
Katrin Linke, Philipp Lyding, Sebastian Pfaffel, Khalid Rafik,
Dr. Kurt Rohrig, Renate Rothkegel, Elisabeth Stark
Beratung Dr. Jutta Witte (Journalistenbüro Surpress)

Foto Titelseite: © Siemens Pressebild

Druck und Weiterverarbeitung:
Strube Druck & Medien oHG, Felsberg

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im
Internet über <http://dnb.de> abrufbar.
ISBN 978-3-8396-0536-3

© by FRAUNHOFER VERLAG, 2013
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB
Postfach 800469, 70504 Stuttgart
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Telefon 0711 970-2500
Telefax 0711 970-2508
E-Mail verlag@fraunhofer.de
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

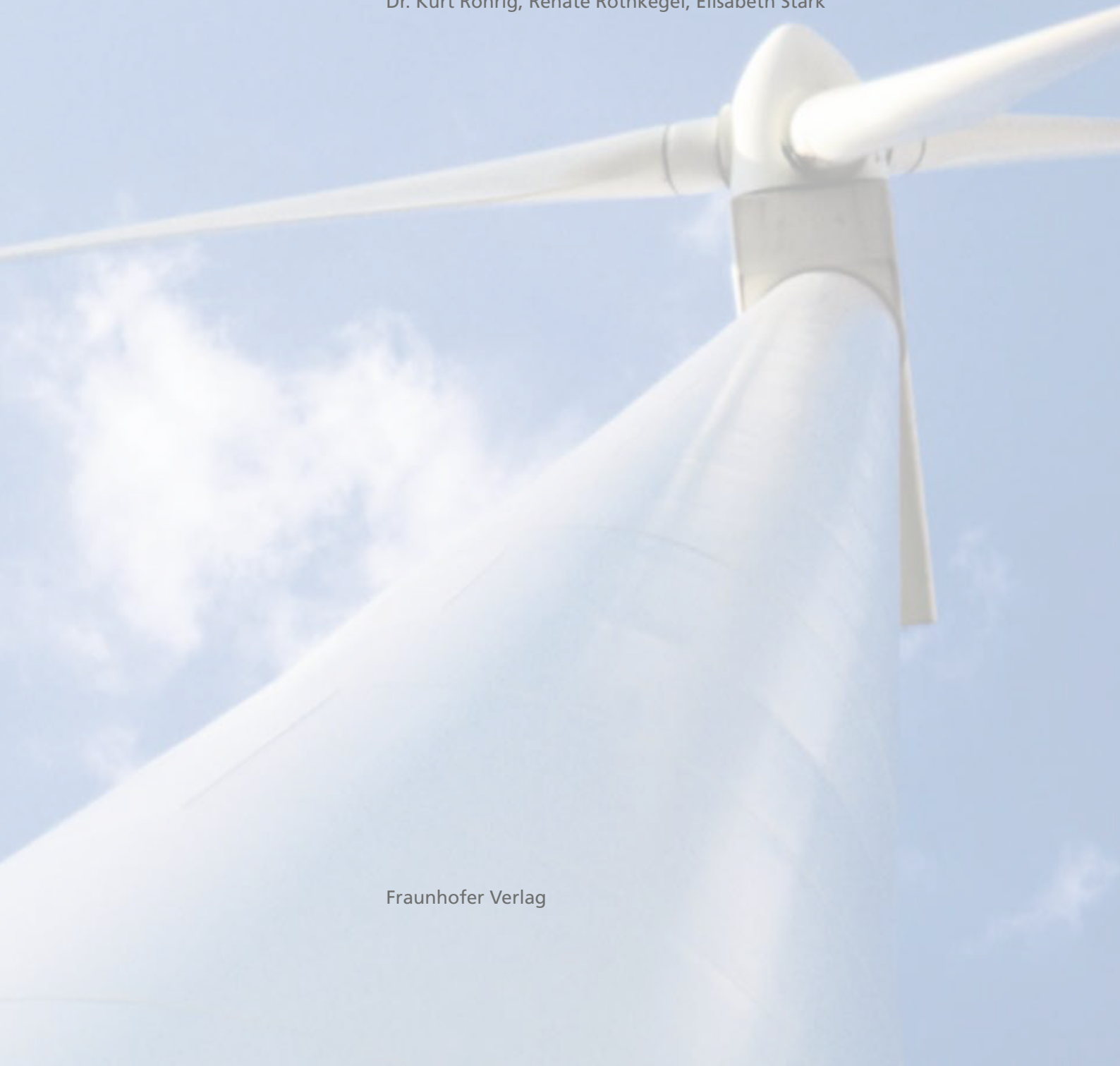
Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.
Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z.B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Fraunhofer-Institut
für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2012

Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Philip Görg, Paul Kühn,
Katrin Linke, Philipp Lyding, Sebastian Pfaffel, Khalid Rafik,
Dr. Kurt Rohrig, Renate Rothkegel, Elisabeth Stark

Fraunhofer Verlag





DIREKTVERMARKTUNG VON WINDENERGIE

Christoph Richts

Einleitung

Seit der Novellierung in 2012 bietet das EEG neben der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung neue Möglichkeiten: Jeder Marktakteur, der EEG-Strom ins Netz speist oder damit handeln will, kann zwischen drei Direktvermarktungsarten wählen – der Marktprämie (MP), dem überarbeiteten Grünstromprivileg (GSP) und der sonstigen Direktvermarktung (sDV). Durch die Direktvermarktung (DV) können die Anlagenbetreiber und Händler Strom aus erneuerbaren Energien (EE) direkt und selbstständig zum Verkauf anbieten. Dennoch – die Erlöse orientieren sich nach wie vor an den festen Sätzen der Einspeisevergütung. Ohne eine vergleichbare Erlöshöhe und zusätzliche Chancen wäre sicherlich kein Anlagenbetreiber bereit gewesen, den sicheren Hafen der Festvergütung zu verlassen.

Mit der Einführung der DV und insbesondere der MP verfolgt der Gesetzgeber verschiedene Ziele:

- Die EE näher an das derzeitige Marktsystem zu bringen
- EE-Strom bedarfsorientierter bereitzustellen
- Mehr Wettbewerb, Innovation und neue Betriebskonzepte; insbesondere die Teilnahme der EE am Regelenergiemarkt

Zunächst werden in diesem Special Report die Grundkonzepte der drei Vermarktungsarten – mit dem Fokus auf der MP – erläutert. Desweiteren wird die Teilnahme der Windenergie an der DV im Jahr 2012 dargestellt und die Strategien und wichtigsten Trends in der MP und dem GSP diskutiert.

Die Direktvermarktung – Vermarktungsarten

Das Marktprämienmodell § 33b Nr. 1 EEG 2012. Das Marktprämienmodell ist die derzeit mit Abstand am häufigsten genutzte Vermarktungsart. In diesem Modell setzt der DV seine produzierten Mengen ähnlich wie Anbieter konventioneller Anlagen über die EEX-Strombörse zu schwankenden Preisen ab. Zusätzlich zu diesem Verkaufserlös erhält der DV eine sogenannte gleitende Marktprämie (MP) und eine Managementprämie (MMP).

Die MP ist die Differenz der festen Einspeisevergütung der betroffenen Anlage nach EEG und des energieträgerspezifischen Referenzmarktwertes (RW). Der RW stellt den durchschnittlichen Marktwert (MW) des an der Börse vermarkteten EE-Stroms

Abkürzungen

BLK	Bilanzkreis
DV	Direktvermarktung bzw. Direktvermarkter
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GSP	Grünstromprivileg
MMP	Managementprämie
MP	Marktprämie
MW	Marktwert
sDV	Sonstige Direktvermarktung
SLP	Standardlastprofil
EEX	Europäische Strombörse Leipzig
RW	Referenzmarktwert

des spezifischen Energieträgers abzüglich der MMP dar. Bei der Berechnung wird sowohl der vom Übertragungsnetzbetreiber über den Ausgleichsmechanismus, als auch der gesamte direktvermarktete Strom berücksichtigt. Der MW wird für Solar-, Wind- und steuerbare Anlagen separat ermittelt, da der Strom abhängig vom Einspeisezeitpunkt eine energieträgerspezifische Wertigkeit besitzt. Die Windproduktion tritt z.B. häufig nachts bei niedrigeren Preisen auf. Der MW für Windenergie schwankte 2012 im Jahresverlauf zwischen 4,7 ct/kWh im Februar und – aufgrund negativer Marktpreise um Neujahr -2,2 ct/kWh im Dezember (85% bzw. 62% des durchschnittlichen Phelix-Base). Sollte der DV durch die Börsenerlöse Preise über dem MW erzielen, so erwirtschaftet er einen Mehrerlös gegenüber der Festvergütung, liegt er darunter, nimmt er weniger ein. Zusätzlich zu den Börsenerlösen und der Marktprämie erhält der DV die gesetzlich festgelegte Managementprämie, die für Wind in 2012 1,2 ct/kWh beträgt. Die MMP macht einen Großteil der Mehreinnahmen für den Direktvermarkter aus und soll insbesondere in der Umstellungsphase, die Kosten der Vermarktung, Prognoseerstellung und Ausgleichsenergie refinanzieren. Die Erlössituation in verschiedenen Fällen ist in Abbildung 1 dargestellt (BGBl, 2012).

Im Bereich der Windenergie soll durch das Marktprämienmodell insbesondere eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit durch zusätzliche Datenverfügbarkeit (Ist-Messung und

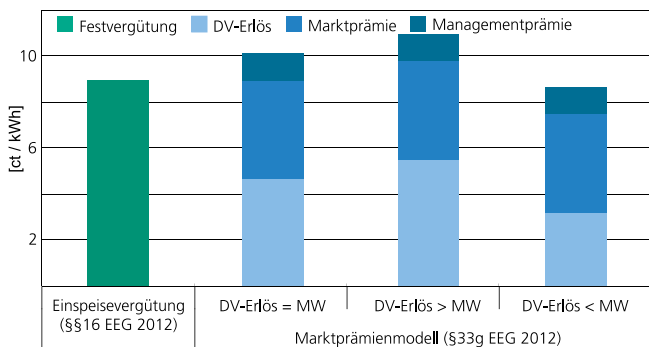


Abbildung 1: Erlössituation in verschiedenen Vermarktungssituationen, Quelle: Eigene Darstellung nach (Gawel / Purkus, 2012)

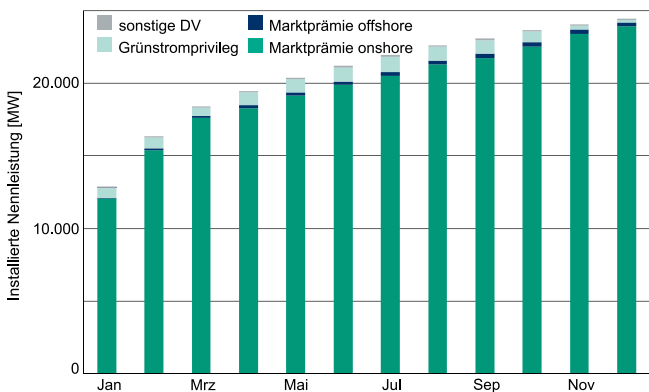


Abbildung 2: Direktvermarktete Leistung bei der Windenergie 2012, Quelle: ÜNB, 2012a

Nutzung) sowie ein optimierter Handel (Day-Ahead und Intra-Day) erreicht werden. Die bedarfsorientierte Einspeisung soll durch die Abregelung von WEA bei negativen Preisen (fernsteuerbare Anlagen) verbessert werden, um sehr hohe Differenzkosten und somit außerordentliche Belastungen für die EEG-Umlage zu vermeiden.

Das Grünstromprivileg § 33b Nr. 2 EEG 2012. Bei der Vermarktung über das GSP kann ein Stromhändler die EEG-Umlage für sein gesamtes Portfolio (auch des konventionell erzeugten Stroms) um 20 €/MWh reduzieren. Voraussetzung ist, dass in mindestens 8 von 12 Monaten mindestens 50 % der Letztverbraucherenergie des Händlers aus EEG-förderfähigen Anlagen stammt. Insgesamt muss 20 % des letztverbrauchten Stroms durch fluktuierende EE bereitgestellt werden (Wind/Solar). Auch im gesamten Jahr dürfen diese Werte nicht unterschritten werden. Im Gegensatz zur Vermarktung über den Ausgleichsmechanismus oder die MP behält der über das GSP vermarktete EE-Strom die Grünstromeigenschaft (BGBl, 2012).

Die sonstige Direktvermarktung § 33b Nr. 3 EEG 2012. Die sDV ermöglicht die direkte Vermarktung von EEG-Strom an Dritte. Zudem können vermiedene Netznutzungsentgelte geltend gemacht werden. Aufgrund des geringen wirtschaftlichen Anreizes spielt die Vermarktungsart eine untergeordnete Rolle (BGBl, 2012).

Entwicklung der Windenergie in den einzelnen Direktvermarktungsarten. Die Teilnahme von WEA an der DV lag – insbesondere an der MP – bisher weit über den Erwartungen. Für Dezember 2012 wurden 23 929 MW Windenergie onshore in der MP gemeldet. Dies entspricht 98,8 % aller direktvermarkteten und 79,4 % aller installierten WEA. Im GSP und in der sonstigen DV wurden im Jahresmittel nur 743 MW und 93 MW vermarktet (siehe Abbildung 2). Derzeit sind zudem alle Offshore WEA in der MP.

Trends in der Marktprämie

Anlagentypen. Eine Auswertung der von den ÜNB veröffentlichten Stammdaten der Anlagen in der DV zeigt, dass

gemessen am Inbetriebnahmejahr verhältnismäßig mehr neue als alte Anlagen in der DV sind. Auch sind die direktvermarkteten Anlagen in den höheren Leistungsklassen stärker vertreten (siehe Abbildung 3). Insgesamt vermarktet der ÜNB somit das ältere Portfolio mit kleineren Leistungsklassen.

Managementprämienverordnung. Nach einer über der Erwartung liegenden Teilnahme an der DV, wurde in 2012 Kritik über die Höhe der Managementprämie laut: Um die möglichen Mitnahmeeffekte bei Anlagenbetreibern und DV sowie die Kosten und die Belastung für die EEG-Umlage zu verringern, wurde durch die Bundesregierung in der Managementprämienverordnung vom 2. November 2012 die MMP für WEA zum 1. Januar 2013 auf 6,50 €/MWh gesenkt. In 2014 und 2015 sinkt die MMP abermals auf 4,50 €/MWh und 3 €/MWh. Durch die Einführung des Fernsteuerbarkeitsbonus kann die MMP jedoch um 1 €/MWh in 2013 um 1,50 €/MWh in 2014 und um 2 €/MWh in 2015 aufgestockt werden. Somit ergibt sich ein zunehmender Anreiz, Anlagen fernsteuerbar zu machen. Voraussetzung für den Erhalt des Bonus ist, dass der Anlagenbetreiber technische Einrichtungen vorhält, so dass ein „Dritter“ jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen sowie die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann. Das Recht des Netzbetreibers Einspeisemanagement nach § 11 EEG durchzuführen, ist dadurch nicht eingeschränkt (BGBl, 2012a).

Fernsteuerbarkeit. Die Fernsteuerbarkeit ist aus Sicht der Anlagenbetreiber und Direktvermarkter insbesondere mit dem Start des neuen Jahres ein besonders wichtiges Thema. Durch den Erhalt des Fernsteuerbarkeitsbonus lohnt es sich bereits jetzt für beide Marktteilnehmer die Anlagen steuerbar zu machen. Dies gilt insbesondere für leistungsstarke Windparks, die gemeinsam über eine technische Einrichtung geregelt werden können. Hierbei muss zwar nicht jede Anlage mit einer eigenen technischen Einrichtung ausgestattet sein, dennoch muss für alle Anlagen eine Reduzierung der Einspeiseleistung und der Abruf der Ist-Einspeisung einzeln gewährleistet sein. Die Förderung durch Erhalt des Fernsteuerbarkeitsbonus kumuliert über drei Jahre (2012–2015) beträgt für die Installation einer 800 kW Anlage bei 1800 Vollaststunden 6480 €. Für einen Windpark

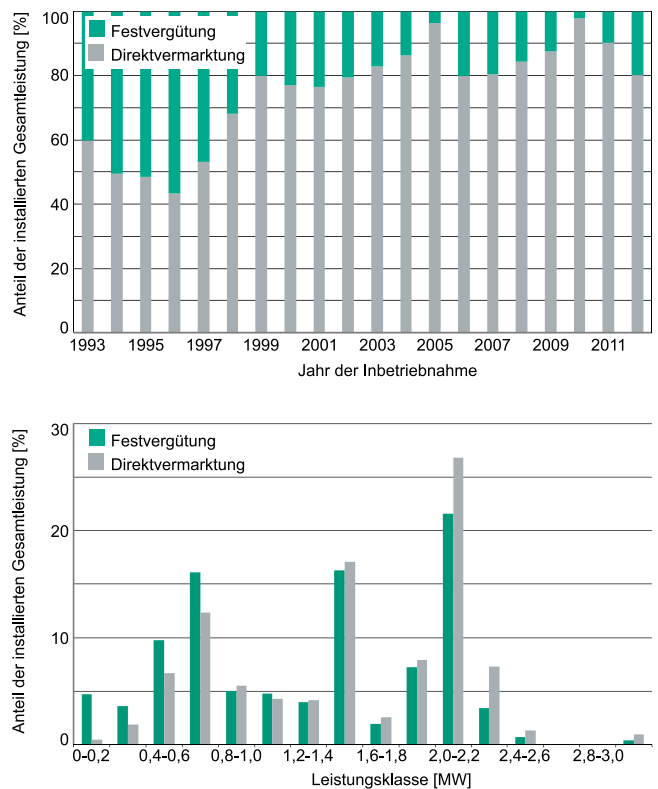


Abbildung 3: Anteil der Anlagen in der DV nach Inbetriebnahme und Leistungsklasse, Quelle: ÜNB, 2012

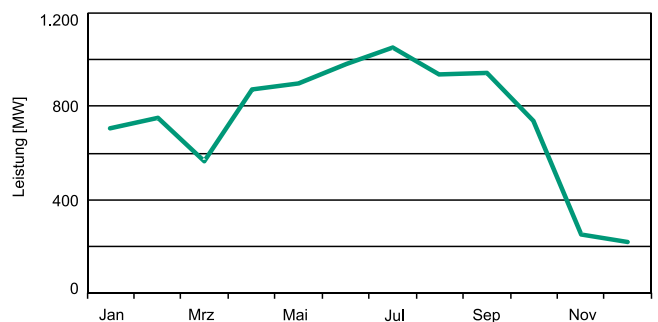


Abbildung 4: Windleistung im Grünstromprivileg – Jahresverlauf 2012, Quelle: ÜNB, 2012a

mit fünf 2,3 MW Turbinen bereits 93 150 €. Die Kosten für die Anbindung sind stark von der bestehenden Infrastruktur im Windpark abhängig und werden auf mehrere Tausend bis zu über 40 000 € pro Windpark geschätzt (vgl. CLENS, 2012; ISI/IWES, 2012).

Durch die Fernsteuerbarkeit kann – und soll aus systemintegrativer Sicht der „Dritte“ bei negativen Preisen am Markt abregeln. Einerseits, um aus eigenem Interesse Kosten einer defizitären Veräußerung von Strom vorzubeugen, andererseits, um aus System Sicht einen Angebotsüberschuss zu reduzieren und zusätzliche Kosten für die EEG-Umlage in Form höherer Differenzen zwischen Marktpreis und Einspeisevergütung zu vermeiden. Zwischen dem 25. und dem 31.12.2012 wurden durch die hohe Windenergieeinspeisung in Zusammenhang mit einer geringen Last und negativen Preisen an der Börse (in 18 Stunden, zwischen -5 ct/kWh und -22 ct/kWh) EEG-Differenzkosten in Höhe von schätzungsweise 48 Mio € verursacht. Bei durchschnittlichen Börsenpreisen von 4 ct/kWh wären nur rund 11 Mio € Differenzkosten zu begleichen gewesen (Annahme: Vergütung der eingespeisten Windenergie mit durchschnittlich 8 ct/kWh). Bei flächendeckender Abschaltmöglichkeit von WEA wären diese Zusatzkosten zumindest teilweise vermeidbar (ÜNB, 2012).

Inwieweit sich die Fernsteuerbarkeit von Anlagen bereits in 2013 durchsetzt, ist schwer zu beurteilen: Einige DV verfügen bereits über fernsteuerbare Anlagen und werden in den nächsten Monaten mehrere hundert MW weiterer WEA fernsteuerbar machen (Statkraft, 2013). Der finanzielle Anreiz sollte gerade für DV mit großen Portfolios und Windparks ausreichen.

Entwicklungen im Grünstromprivileg

Die Teilnahme am Grünstromprivileg ist in 2012 im Vergleich zum Vorjahr deutlich zurückgegangen. Durch die Erhöhung der EEG-Umlage auf 3,5 ct/kWh wurde das Grünstromprivileg für viele Händler in 2011 besonders attraktiv. Die Politik steuerte einer möglichen Überförderung mit dem EEG 2012 deutlich entgegen: Die neuen Anforderungen an die Anspruchsvoraussetzungen (50 % / 20% Anforderung) und die Deckelung der

Umlagereduzierung resultierten in einer Letztverbrauchermenge im GSP von schätzungsweise 7,5 TWh in 2012 im Vergleich zu 22,5 TWh in 2011 (ÜNB, 2012b).

Marktsegmente. Das Grünstromprivileg wird insbesondere von Grünstromanbietern genutzt. Für die Versorger ist das GSP die einzige rentable Möglichkeit, inländischen EEG-Strom mit Grünstromeigenschaft zu erwerben. Allerdings ist nicht immer nur das Grünstromangebot für den Nachfrager das ausschlaggebende Argument: Auch der Preis zählt. Dies gilt insbesondere für Gewerbe- und Industriekunden, die einem Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind. Entsprechend bieten die DV ihren Kunden i.d.R. ein preislich konkurrenzfähiges Produkt. Möglich ist dies nur, wenn deren Zahlungsbereitschaft über den durchschnittlichen Bezugskosten des Portfolios (also EEG- und Reststrombezug) abzüglich der spezifischen EEG-Umlagebefreiung liegt (abhängig vom EEG-Stromanteil im Portfolio / am höchsten bei 50 %). Hohe Terminmarktpreise erhöhen die Zahlungsbereitschaft der Kunden, aber auch die Strombezugskosten für Graustrom. Der DV landet im Plus, wenn er günstige EEG-Anlagen kontrahieren kann, z.B. günstige Wasser- oder Windkraft in der Grundvergütung. Schwieriger wird es, die Wirtschaftlichkeit zu erreichen, wenn auch teure Anlagen ins Portfolio genommen werden (z.B. Wind in der Anfangsvergütung). Die zusätzlichen Kosten für den Endverbraucher (EEG-Umlagezahler) im Vergleich zu anderen Vermarktungsarten hängen davon ab, inwieweit die Umlagebefreiung durch das Herauslösen von Anlagen aus dem Umlagesystem kompensiert wird. Die wesentlichen Aspekte verschiedener Marktsegmente im GSP sind in Tabelle 1 aufbereitet.

Händlerstrategie im Grünstromprivileg. Seit der Novellierung des GSP in 2012 bestehen die Anforderung nicht nur 50 % der Energiemenge im Portfolio aus EEG-Anlagen bzw. 20 % aus fluktuierenden EE im gesamten Kalenderjahr bereitzustellen, sondern diese Quote auch in acht von zwölf Monaten einzuhalten. In 2012 führte dies dazu, dass die DV versuchten diese Anforderungen so schnell wie möglich insgesamt und in allen 8 Einzelmonaten zu erfüllen. Im Sommer – also in Monaten mit statistisch geringerer Einspeisung aus

	Marktsegment	
	Haushalte	Gewerbe- und Industriekunden
Grünstromeigenschaft erhalten	Priorität	Erwünschter Nebeneffekt, aber geringere Zahlungsbereitschaft
Günstiger als alternativer Strombezug	Erwünschter Nebeneffekt, aber weniger wichtig	Priorität
Ökonomisches Kalkül des DV	Erlöse + EEG-Umlagebefreiung + ggf. Mehrwert Grünstrom	Erlöse + EEG-Umlagebefreiung
Reststrombezug	Grünstrom: z.B. Ausländische Wasserkraft (oder Zertifikate)	Graustrombezug vom Spotmarkt
GSP-Strombezug	Vertragspartner sind Betreiber EEG-förderfähiger Anlagen / individuelle Ausgestaltung einer Zahlung oberhalb der EEG-Vergütung / meist Wasserkraft, Wind (Grundvergütung) oder EE-Gasanlagen (insbesondere Grubengas)	
Last	Nutzung von SLP, wenig Potential für Lastmanagement, aufwendigere Glättstellung: starke Schwankungen und viele Überschüsse (Nachtsenke)	Lastgangmessung, teilweise Potential für Lastmanagement, weniger Schwankung

Tabelle 1: Wesentliche Merkmale verschiedener Marktsegmente für das Grünstromprivileg, Quelle: Eigene Darstellung

Aspekte der Integration von Windenergie durch die Direktvermarktung			
		Marktprämie	Grünstromprivileg
Marktintegration	Abregelung bei negativen Preisen	ja, wenn Spotmarktpreis unter neg. Marktprämie Voraussetzung: Steuerbarkeit der Anlage	nur bei gleichzeitigem BLK-Überschuss
	Steuerung bei positiven Preisen	nein	
	Mehrkosten im Vergleich zur Festvergütung	Managementprämie, abzüglich Profilservicekosten der AusglMechV, abhängig von Einsparungen bei neg. Preisen	Abhängig von der durchschnittlichen EEG-Vergütung der Anlagen des GSP-Portfolios, eher höher als in Marktprämie
Systemintegration	Regionale Steuerung des Ausbaus	nein	nein
	Einfluss auf Anlagenwahl (Nabenhöhe, Rotor-Generator)	sehr gering / nicht ausschlaggebend	
	Verbesserung der Prognosegüte	mittelfristig zu erwarten / Anreiz vorhanden	
	Anreiz zu Lastmanagement	nein	ja, bei BLK-Überschuss, aber nicht durch übergeordnetes Marktsignal
	Teilnahme am Regelenergiemarkt	ja, möglich; Umsetzung bei Windenergie noch schwierig	nein, kein Anreiz

Tabelle 2: Aspekte der Markt- und Systemintegration in der Direktvermarktung, Quelle: Eigene Darstellung

Wasser- und insbesondere der Windkraft – wurde dazu deutlich mehr Kapazität in das GSP aufgenommen. Der Wechsel ins GSP erfolgte i.d.R. durch Anlagen, die vom DV normalerweise in der Marktprämie vermarktet wurden. Falls die Einspeisung von 50 % der angestrebten Letztverbraucheremenge schon bereits vor Jahresende oder voraussichtlich sicher mit weniger Anlagen erreicht werden konnte, wurden in den verbleibenden Monaten Anlagen aus dem Grünstromprivileg herausgenommen und in der Marktprämie vermarktet. Bei absehbarer Nicht-Erfüllung der Anforderungen hätten hingegen zusätzliche Anlagen aus höheren Vergütungskategorien aus der Marktprämie (z.B. Biomasseanlagen oder Windenergieanlagen in der Anfangsvergütung) dazu genutzt werden können, die Quoten zu erfüllen. Insgesamt dominierte jedoch der Effekt, die Anlagen gegen Ende des Jahres in die Marktprämie zu überführen, wie der Jahresverlauf der gemeldeten Leistung in Abbildung 4 zeigt.

Aspekte der Systemintegration

Ein wesentliches Ziel sowohl der MP und des GSP ist es, die Integration der EE in das bestehende Marktconcept und Energiesystem zu verbessern. In Tabelle 2 sind einige der Eigenschaften beider Konzepte aufgelistet. Keines der Konzepte führt jedoch zu einer vollständigen Integration der Windenergie. Die Einspeisung von WEA wird im Fall positiver Spotmarktpreise nicht beeinflusst: Nach wie vor wird in diesem Fall produziert, wenn der Wind weht. Immerhin, bei negativen Preisen ist dies anders: Im Fall der Marktprämie lohnt ein Abschalten, sobald der negative Preis geringer als die negative Marktprämie ist. Voraussetzung ist, dass die Anlagen fernsteuerbar sind. Im GSP wird hingegen nur abgeregelt, wenn gleichzeitig eine Bilanzkreis-Überspeisung zu erwarten ist und Strom defizitär veräußert werden müsste. Zumindest hat der DV im GSP auch einen Anreiz bei hoher Windeinspeisung – auf Subsystemebene – Lastmanagement zu betreiben.

Im Hinblick auf die Verbesserung der Systemintegration ermöglicht die MP, dass Anlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen – die nötigen Voraussetzungen und Bedingungen für die Teilnahme der Windenergie müssen jedoch noch geschaffen werden. Ein Anreiz zur Verbesserung der Einspeiseprognosen für WEA

ist in beiden Modellen vorhanden – die Umsetzung liegt dabei in den Händen der DV. Volkswirtschaftliche Kostenvorteile im Vergleich zur Festvergütung sind zu erwarten, wenn die Kosten der Vermarktung durch die Prognoseverbesserung sinken oder durch Abschaltungen bei negativen Preisen.

Wichtige weitere Anreize für eine bessere Integration durch erneuerbare Energien werden durch die bisherigen Möglichkeiten der DV jedoch nicht gesetzt. Hierzu zählen der Einsatz von Speichern (langfristig sinnvoll), eine regionale Steuerung des Ausbaus (netzstützend) oder ein Einfluss auf den Anlagentyp für eine Verstetigung der EE-Erzeugung. Für zukünftige Marktmechanismen besteht in diesen Bereichen sicherlich Nachholbedarf.

Fazit

Für die Betreiber von Windenergieanlagen ist die DV lukrativ und die Beteiligung ist entsprechend hoch: Es ist absehbar, dass dieser Trend auch im Jahr 2013 anhält. Die enorme Beteiligung – insbesondere an der Marktprämie zeigt, dass für WEA-Betreiber an der DV derzeit kaum ein Weg vorbeiführt. Ggf. bringt die Absenkung der Managementprämie Unsicherheit in den Markt, ein starker Einbruch ist jedoch nicht zu erwarten. Es bleibt abzuwarten, ob die Auswirkung der Managementprämienverordnung zu einer geringeren Teilnahme oder zu einer Konsolidierung des Marktes führen wird.

Das Abschalten bei negativen Preisen, die Prognoseverbesserungen, die Teilnahme von Anlagen am Regelenergiemarkt sowie eine erhöhte Anzahl fernsteuerbarer WEA kann mittelfristig sowohl zu geringeren Kosten für die EEG-Umlage als auch zur Verbesserung des Erzeugungsmanagement führen. Klar ist jedoch auch, dass die DV kein Selbstzweck ist: Ähnliche Erfolge lassen sich ggf. auch durch Änderungen im Ausgleichsmechanismus erzielen. Vor allem: Für eine weitreichende Markt- und Systemintegration sehr hoher Anteile von Windenergie im Netz reicht die Wirkung der derzeitigen DV nicht aus. Hierfür muss vielmehr neu und ganzheitlich über ein sinnvolles Strommarktdesign nachgedacht werden.

Literatur

- BGBl (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). EEG, vom 20.12.2012. Fundstelle: Bundesgesetzblatt, S. 2730.
- BGBl (2012a): Managementprämienverordnung. MaPrV, vom 02.11.2012. Fundstelle: Bundesgesetzblatt (52), S. 2278.
- CLENS (2012): Stellungnahme zum Entwurf einer Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie. Clean Energy Sourcing. Online verfügbar unter www.clen.eu, zuletzt geprüft am 16.01.2013.
- Gawel, Erik; Purkus, Alexandra (2012): Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? In: Z Energiewirtschaft.
- ISI/WES (2012): Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen. Online verfügbar unter www.erneuerbare-energien.de, zuletzt aktualisiert am 16.01.2013.
- IWES (2012): Windmonitor. Ausbau Onshore in Deutschland. Fraunhofer Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik. Online verfügbar unter <http://www.windmonitor.de/>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.
- Statkraft (2013): Statkraft entlastet Stromkunden um 11 Millionen Euro. Pressemitteilung. Online verfügbar unter <http://www.statkraft.de/presse/pressemitteilungen/statkraft-entlastet-stromkunden-um-11-millionen-euro.aspx>.
- ÜNB (2012): Anlagenstammdaten der Direktvermarktung. Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.
- ÜNB (2012a): Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2012 Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net/de/Monatsprognosen.htm>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.
- ÜNB (2012b): EEG-Jahresabrechnung 2011. Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.eeg-kwk.net/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm, zuletzt geprüft am 16.01.2013.
- ÜNB (2012c): EPEX-SPOT Stundenkontrakte. Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <https://www.eeg-kwk.net/de/EPEX-SPOT-Stundenkontrakte.htm>, zuletzt geprüft am 16.01.2013.

Fraunhofer IWES | Kassel

Königstor 59
34119 Kassel / Germany
Tel.: 05 61 72 94-0
Fax: 05 61 72 94-100

Fraunhofer IWES | Bremerhaven

Am Seedeich 45
27572 Bremerhaven / Germany
Tel.: 04 71 90 26 29-0
Fax: 04 71 90 26 29-19

info@iwes.fraunhofer.de
www.iwes.fraunhofer.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Projekträger:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ISBN 978-3-8396-0536-3

