Working Paper Sustainability and Innovation
No. S 1/2013

Dr. Marian Klobasa
Dr. Mario Ragwitz
Dr. Frank Sensfuß
Anke Rostankowski
Norman Gerhardt
Uwe Holzhammer
Christoph Richts
Dr. Wieland Lehnert

Nutzenwirkung der Marktprämie

Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Fraunhofer
ISI

Zusammenfassung

Die Marktprämie hat im ersten Jahr ihres Bestehens Entwicklungen angestoßen, die für die mittelfristige Marktintegration der Erneuerbaren Energien sehr wichtig sind. Die Marktprämie

- eröffnet neuen Akteuren den Handel mit Strom aus Erneuerbaren Energien und kann so Wettbewerb und Innovation auf dem Stromhandelsmarkt schaffen,
- gibt Impulse dafür, die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien genauer zu prognostizieren,
- setzt Anreize, steuerbare und soweit möglich fluktuierende Erneuerbaren Energien-Anlagen bedarfsorientiert einzuspeisen und insbesondere Anlagen abzuregeln, wenn ein Überangebot von Strom besteht und die Börsenpreise negativ sind,
- kann so perspektivisch die EEG-Umlage entlasten,
- integriert Erneuerbare Energien in die Regelenergiemärkte, wo diese für zusätzlichen Wettbewerb sorgen und verringert damit mittelfristig die konventionelle Mindesteinspeisung (sog. must-run-Anlagen).

Diese ersten Erfahrungen mit der Marktprämie zeigen, dass sie einen substanziellen Beitrag zur Marktintegration Erneuerbarer Energien leisten kann.

Inhaltsverzeichnis

Seite

1 Kurzfassung 4

1.1 Hintergrund 4

1.2 Ziele der Marktintegration Erneuerbarer Energien 4

1.3 Erste Erfahrungen zur Wirkung der Marktprämie zur zukünftigen Marktintegration Erneuerbarer Energien 5

2 Bewertung der Nutzenwirkungen der Marktprämie 6

2.1 Informationstechnische Anbindungen als Voraussetzung für bedarfsorientierte Einspeisung der direkt vermarkteten Anlagen 7

2.2 EE-Überschussproduktion und negative Preise 8

2.2.1 Häufigkeit von Überschusssituationen 9

2.2.2 Wirkung der Marktprämie auf negative Preise: 14

2.2.3 Reservemärkte und Must Run Leistung 15

2.3 Verbesserung der Prognosegenauigkeit 18

2.3.1 Prognosequalität der Direktvermarkter 18

2.3.2 Prognosequalität der Übertragungsnetzbetreiber 19

2.4 Akteursstruktur der Vermarktung 19

3 Fazit 20

1 Kurzfassung

1.1 Hintergrund

Im Januar 2012 ist durch die Novelle des EEG als neues Instrument der Direktvermarktung die Marktprämie eingeführt worden. Mit der Marktprämie will der Gesetzgeber erreichen, dass die Erneuerbaren Energien in das Stromsystem und den Strommarkt integriert werden und so stärker als bislang zur Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung beitragen.

Das Bundesumweltministerium hat zur Untersuchung des neuen Instruments das Forschungsvorhaben „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ beauftragt. Der vorliegende Beitrag stellt die ersten Erfahrungen mit der Marktprämie und Erkenntnisse dieses Forschungsvorhabens vor.

1.2 Ziele der Marktintegration Erneuerbarer Energien

Die Marktintegration Erneuerbarer Energien (EE) hat mehrere Ziele:

Erstens soll die Marktintegration zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen, indem regelbare Erneuerbare Energien und soweit möglich auch fluktuierende verstärkt bedarfsorientiert einspeisen, vor allem dann wenn die Restnachfrage, die von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss, sehr niedrig ist (sog. Residuallast) und die Marktpreise negativ sind.

Zweitens soll die Marktintegration die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erhöhen. Dies wird erreicht, indem die Zahl der Akteure die Strom aus Erneuerbaren Energien handeln erhöht wird, dadurch Wettbewerb und Innovation entsteht und so die statische und dynamische Effizienz der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verbessert wird. Konkrete Maßnahmen, die mittelbar oder unmittelbar zu höherer Effizienz führen, sind genauere Prognosen, die Fernsteuerbarkeit der Anlagen und die Teilnahme an den Märkten für Regelenergie. Letzteres hat den zusätzlichen Nutzen, dass der Anteil an konventioneller Erzeugung, der in Situationen mit niedriger Residuallast als Regelleistung in Betrieb bleiben muss, weiter gesenkt werden kann.

1.3 Erste Erfahrungen zur Wirkung der Marktprämie zur zukünftigen Marktintegration Erneuerbarer Energien

Die Erfahrungen mit der Marktprämie bisher zeigen, dass wichtige Impulse für die Zielerreichung der Marktintegration Erneuerbarer Energien ausgelöst worden sind.

Direktvermarkter mit größeren Vermarktungsportfolios berichten, dass sie mittlerweile **Prognosegüten** bei der Day-ahead Prognose erreichen können, die nahezu vergleichbar mit den Prognosegüten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind. Grundsätzlich ist die Prognosegüte dabei von der Größe des Portfolios und der räumlichen Verteilung der Anlagen abhängig. Für Direktvermarkter gilt, dass gegenüber der deutschlandweiten Prognose aller Windanlagen die Prognosen für ein größeres Portfolio eines Direktvermarkters tendenziell etwas schlechter sind. Wie gut die Prognosegüte aller Direktvermarkter in Summe im Vergleich zur Deutschlandprognose ist, lässt sich derzeit noch nicht abschätzen.

Jedoch ist die **Online-Erfassung der IST-Einspeisung** von Erneuerbare Energien-Anlagen – ausgelöst durch die Marktprämie – kurzfristig für eine deutlich größere Anzahl an Anlagen verfügbar geworden. Dies kann für eine Verbesserung von Kurzfristprognosen sowie für den Intraday-Handel genutzt werden. Darüber hinaus erwarten Prognoseanbieter, dass sich dadurch die Prognosegenauigkeit insbesondere von Kurzfristprognosen weiter steigern lässt. Beide Maßnahmen sind im Rahmen der bisherigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht durchgeführt worden, da diese keinen Zugriff auf die Daten haben.

Die **Steuerbarkeit** von Anlagen auf Basis von fluktuierenden Erneuerbaren Energien ist bisher sehr begrenzt gewesen, nicht zuletzt da vor Einführung der Marktprämie praktisch kein Anreiz für eine marktorientierte Steuerung von EEG-Anlagen bestand. Hier hat sich zunächst durch die Einführung der Marktprämie und dann im Laufe des Jahres 2012 (nach der Ankündigung, eine zusätzliche Differenzierung der Managementprämie anhand der Fernsteuerbarkeit einzuführen), eine starke Dynamik entwickelt, um mit Hilfe von Fernsteuerkonzepten diese Anlagen steuerbar zu machen. Mittlerweile sind die ersten Windparks infolge der Anreizwirkungen der Direktvermarktungsinstrumente mit entsprechender Technik nachgerüstet worden, um sie wie in der letzten Woche 2012 geschehen bei negativen Marktpreisen abregeln zu können. Die Direktvermarkter berichten, dass sie mit der Einführung des Fernsteuerbonus zum 1.1.2013 ei-

nen größeren Anteil ihrer Anlagen mit entsprechender Technik ausstatten werden.

Die **Vermarktungswege** der Direktvermarkter entsprechen bisher, wenn größere Portfolios vermarktet werden, weitgehend den Vermarktungswegen der ÜNBs. Die Mengen werden in der Regel über den Day-ahead Spotmarkt sowie über den Intraday-Markt vermarktet. Die Direktvermarkter berichten aber, dass sie erste Biomasseanlagen präqualifiziert haben, um mit diesen Anlagen im Regelenergiemarkt teilzunehmen. In 2013 planen mehrere Direktvermarkter, weitere Anlagen in diesem Markt zu präqualifizieren. Dies verringert auch die konventionelle Mindesteinspeisung (sog. must-run-Anlagen).

Schließlich hat sich bei der Vermarktung der Erneuerbaren Energien-Strommengen eine große Akteursvielfalt entwickelt. Insgesamt führen neben Vermarktern eigener Anlagen ca. 20 Unternehmen, die bisher im deutschen Erzeugungsmarkt keine etablierten Akteure waren, in größerem Umfang eine Vermarktung von fremden Anlagen durch. Damit entwickelt sich die Vermarktung Erneuerbarer Energien weg von einer regulierten Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber hin zu einer **wettbewerblichen Vermarktung**, in der die Direktvermarkter in Konkurrenz um die effizienteste Vermarktung zueinander stehen.

2 Bewertung der Nutzenwirkungen der Marktprämie

Auf Grund des Zubaus der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren zeigen sich heute bereits verstärkt Auswirkungen auf dem Strommarkt sowie auf den Netzbetrieb, die in den kommenden Jahren mit dem erwarteten Zubau noch weiter zunehmen werden. Hierunter fällt insbesondere das Auftreten von negativen Marktpreisen sowohl im Day-ahead Spotmarkt als auch im Markt für negative Reserveleistung. Darüber hinaus ist auch die maximale positive und negative Reserveleistung zum Ausgleich des Regelzonensaldos in den letzten Jahren angestiegen. Neben den angesprochenen Entwicklungen auf den Spot- und Reservemärkten erhöhen sich zusätzlich die Einspeisedynamik der Erneuerbaren Energien und damit die Anforderungen an den Netzbetrieb, auf diese Dynamik zu reagieren.

Das Marktprämienmodell, das zum 1.Januar 2012 im Rahmen der Novellierung des EEG eingeführt worden ist, fördert die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Marktprämie und soll zu einer verstärkten Markt- und Systemintegration beitragen und damit die genannten Auswirkungen

auf die Strommärkte begrenzen. Seit der Einführung dieses Instruments Anfang 2012 sind mittlerweile über 80 % der Anlagen im Windbereich in diese Vermarktungsform gewechselt. Bei der Biomasse sind ca. 39 % der installierten Anlagenleistung in der Direktvermarktung und im Photovoltaik (PV)-Bereich 7 % (Stand Dezember 2012).

Das durch das BMU beauftrage Forschungsvorhaben „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ untersucht dazu, welche Effekte durch dieses neue Instrument ausgelöst werden und ob die angestrebten Nutzenwirkungen tatsächlich erreicht werden. Erste Ergebnisse, die im Rahmen dieses Vorhabens erarbeitet worden sind, sollen in dem vorliegenden Arbeitspapier dargestellt werden. Dabei wird eine vorläufige Bewertung der Nutzenwirkungen, die durch die Marktprämie erzielt werden können, vorgenommen.

2.1 Informationstechnische Anbindungen als Voraussetzung für bedarfsorientierte Einspeisung der direkt vermarkteten Anlagen

Für die zukünftigen Herausforderungen der Marktintegration spielt die Steuerbarkeit der Anlagen eine herausragende Rolle. Sowohl für die bedarfsgerechte Einspeisung und die Reaktion auf negative Marktpreise als auch für den Betrieb von Anlagen im Reservemarkt ist die Steuerbarkeit der Anlagen notwendige Voraussetzung.

Im Moment haben zumindest die fluktuierenden Erneuerbaren Energien noch nicht die Möglichkeit, sich am Regelenergiemarkt zu beteiligen, können aber durch die Reaktion auf negative Preise – mittels gezielter Abschaltung – hohe Dämpfungseffekte erzielen und somit die negativen Preise in ihrer Höhe begrenzen. Stromerzeugungsanlagen, die Biomasse einsetzen, können ebenfalls auf negative Preise reagieren und sind gleichzeitig in der Lage, sich für den Regelenergiemarkt präqualifizieren zu lassen. Des Weiteren werden durch die Kombination der Markt- mit der Flexibilitätsprämie zusätzliche Investitionen für einen am Strombedarf orientierten Betrieb der Stromproduktion aus Biogas und Biomethan angereizt. Derzeit befinden sich 48 MW bzw. 158 Anlagen mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 0,3 MW_{el} in dieser Fördersystematik (Stand Dezember 2012). Hierzu liegen bisher nur sehr wenige Erfahrungen vor, allerdings berichten Direktvermarkter, dass erste Anlagen in einen stärker bedarfsorientierten Betrieb übergegangen sind.

In der Vergangenheit waren kaum Anlagen mit einer Steuerungsmöglichkeit für die Direktvermarkter ausgestattet, sondern nur bei Netzengpässen durch die Netzbetreiber steuerbar. Die Marktprämie hat in diesem Bereich eine Dynamik ausgelöst, die zu einer Zusammenarbeit zwischen Anlagenherstellern, Direktvermarktern und Anlagenbetreibern geführt hat. Ziel dieser Zusammenarbeit ist es, Schnittstellen zu entwickeln, die über die für Direktvermarkter notwendigen Eigenschaften wie etwa stufenlose Steuerung, Ansprechen von einzelnen Anlagen, etc. verfügen.

Mittlerweile sind die ersten Anlagen auf Grund der Marktprämie mit einer derartigen Anlagensteuerung nachgerüstet worden. Die Erwartungen der Direktvermarkter sind, dass in 2013 Windanlagen im GW-Bereich zusätzlich mit Steuerungsmöglichkeiten ausgestattet werden. Auch bei den Biomasseanlagen wird sich nach Erwartungen der Direktvermarkter die Steuerbarkeit weiter erhöhen. Dieser Prozess wird in 2013 durch die erhöhte Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen noch zusätzlich unterstützt. Damit ist es dann möglich, in Zeiten stark negativer Marktpreise sowohl die Stromerzeugung aus Biomasse als auch aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien an den Bedarf anzupassen bzw. sie abzuregeln.

2.2 EE-Überschussproduktion und negative Preise

Eine Überschusssituation im Strommarkt entsteht, wenn die Residuallast (Last minus EE-Einspeisung) unterhalb der benötigten „Must-Run“ Kapazität zur Bereitstellung der Systemdienstleistung liegt und die Exportkapazitäten ins Ausland bereits ausgeschöpft sind. Eine derartige Situation kann auch auftreten, wenn eigentlich verfügbare Flexibilitäten nicht genutzt werden, weil z. B. Leitwarten nicht 24 Stunden pro Tag besetzt sind. In diesen Zeiten können sich am Strommarkt stark negative Preise bilden.

Das Auftreten beziehungsweise die Höhe negativer Preise lässt sich u.a. reduzieren, indem

- Must-Run Kapazität von konventionellen Kraftwerken z.B. durch Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt reduziert wird.
- die Stromproduktion aus EE-Anlagen verlagert bzw. reduziert wird.

Für beide Maßnahmen werden im Rahmen der Marktprämie Anreize gesetzt. Zum einen besteht für die Direktvermarkter die Möglichkeit sich mit ihren vermarkteten erneuerbaren Erzeugungsanlagen am Regelenergiemarkt zu beteiligen. Zum anderen können sie ihre Erlöse steigern, wenn sie stark negative

Marktpreise vermeiden. In den nachfolgenden Abschnitten wird daher zunächst eine Analyse der erwarteten Häufigkeit von Überschusssituationen durchgeführt und anschließend die bisherige Umsetzung der genannten Maßnahmen diskutiert.

2.2.1 Häufigkeit von Überschusssituationen

Mit dem Zubau Erneuerbarer Energien ist es in der Vergangenheit bereits häufiger zu Situationen gekommen, in denen sich negative Marktpreise gebildet haben. Am häufigsten war dies in 2009 mit 71 Stunden der Fall (siehe Tabelle 1). In 2010 ist die Häufigkeit von negativen Marktpreisen auf 12 Stunden deutlich zurückgegangen, da seit Ende 2009 eine Marktkopplung mit dem nordischen Strommarkt besteht. Die Marktkopplung ist Ende 2010 auf Frankreich und die Benelux-Staaten ausgedehnt worden. Seitdem ist die Anzahl leicht angestiegen und lag in 2012 bei 57 Stunden mit negativen Marktpreisen. Stark negative Preise unter -50 €/MWh sind in den Jahren 2010 und 2011 ausgeblieben. In 2012 wurden insgesamt in 22 Stunden stark negative Preise unter – 50 €/MWh erreicht, die vor allem am 25.12 und 26.12 aufgetreten sind.

Tabelle 1: Häufigkeit von sehr niedrigen EPEX Spotmarktpreisen in 2008 bis 2012

Stunden mit Marktpreisen unter	2008	2009	2010	2011	2012
5€/MWh	103	197	69	35	94
0€/MWh	15	71	12	15	57
-20€/MWh	6	28	1	3	23
-50€/MWh	4	20	0	0	22

Quelle: EEX

Auf Grund des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien in den nächsten Jahren wird erwartet, dass Situationen mit niedrigen bzw. negativen Marktpreisen deutlich häufiger auftreten werden. Bis 2015 ist nach der EEG-Mittelfristprognose von 2011 eine Steigerung der installierten erneuerbaren Leistung auf über 85 GW möglich (siehe Tabelle 2).Im Jahresverlauf 2012 hat sich bereits gezeigt, dass auch ein noch höherer Ausbau möglich ist. So werden die für Ende 2012 erwarteten Zahlen im Bereich Onshore Wind und im Bereich PV vermutlich deutlich übertroffen. In einzelnen Stunden kann die Einspeisung aus Wind bzw. PV-Anlagen jeweils bis zu 80 % der jeweils installierten Leistung erreichen. In 2012 lag die maximale Einspeisung aller Windanla-

gen bisher bei ca. 24 GW (3. und 4.1.2012) und aller PV-Anlagen bei knapp 22 GW (23.7.2012), was ca. 80 % (für Wind etwas höher und für PV etwas geringer) der installierten Leistung entspricht. Die höchste Einspeisung aus Wind und PV in Summe wurde bisher am 14.9.2012 mit ca. 32 GW erreicht; dies entspricht ca. 52 % der installierten Leistung. Eine Auswertung für 2012 zeigt, dass bisher in etwas mehr als 400 Stunden die mittlere Einspeisung aus Wind und PV-Anlagen bei über 35 % der installierten Leistung gelegen hat. Die jahresmittlere Einspeisung aus Wind und PV-Anlagen liegt bei ca. 15 % der installierten Leistung.

Bei dem erwarteten Zubau bis 2015 können sich Einspeiseleistungen aus Wind und PV von ca. 43 GW in einzelnen Stunden ergeben. In einem Großteil der Stunden werden jedoch Leistungen von weniger als 30 GW erreicht. Die mittlere Einspeisung erreicht dann ca. 12 bis 13 GW aus PV- und Windanlagen.

Aufbauend auf den Zubauleistungen aus der EEG-Mittelfristprognose ist abgeschätzt worden, wie häufig Situationen mit negativen Marktpreisen in den nächsten Jahren auftreten können. Zentrale Kenngrößen für eine solche Analyse sind:

- die Stromnachfrage
- die Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien
- im Einsatz befindliche konventionelle Kraftwerke sowie
- die Exportbilanz in benachbarte Länder.

Tabelle 2: Erwarteter Zubau an installierter Leistung Erneuerbarer Energien im EEG

Installierte Windleistung		2012	2013	2014	2015	2016
Onshore	in MW	29.343	30.843	32.393	33.943	35.493
Offshore	in MW	625	1.925	3.325	4.825	6.325
Summe Wind	in MW	29.968	32.768	35.718	38.768	41.818
PV	in MW	28.348	31.948	35.748	39.748	44.148
Biomasse	in MW	5.021	5.161	5.356	5.501	5.641
Wasserkraft	in MW	1.480	1.537	1.591	1.647	1.702
Summe	in MW	64.819	71.413	78.413	85.664	93.309

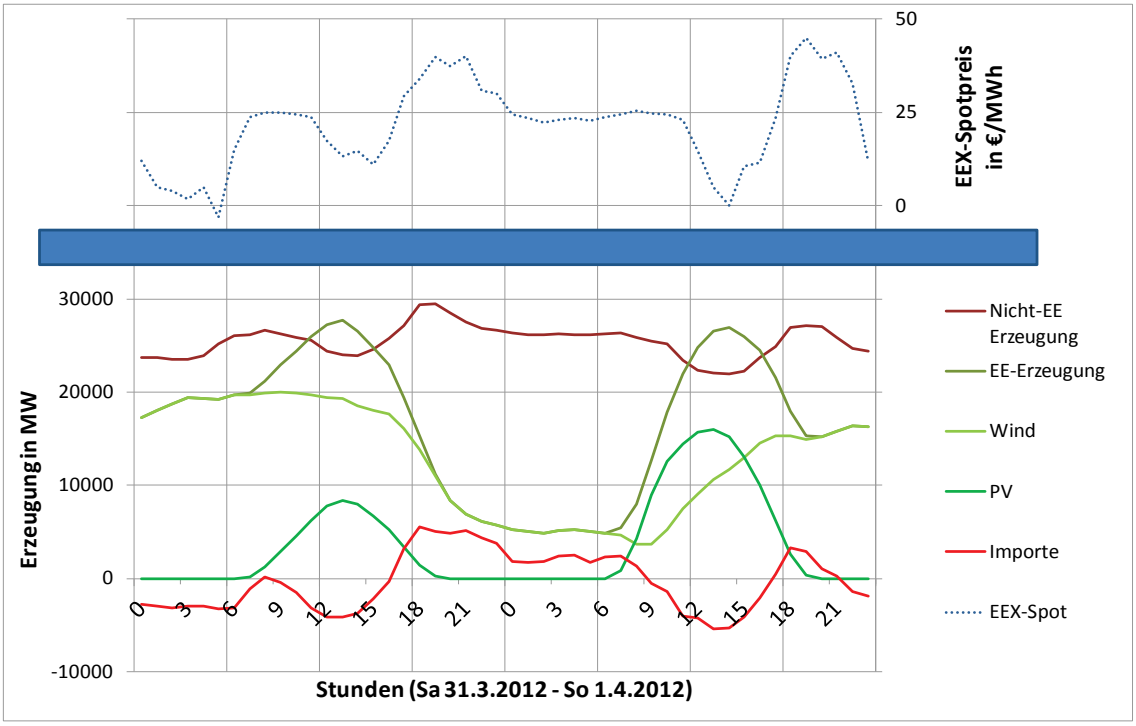
Quelle: www.eeg-kwk.net, EEG-Mittelfristprognose 2012 - 2016

Eine Auswertung des 31.3. und 1.4.2012 zeigt den Einfluss der einzelnen Kenngrößen auf die Marktpreise (siehe Abbildung 1). An diesen beiden Tagen haben sich leicht negative Marktpreis ergeben. Am 31.3. um 6 Uhr lag der

Marktpreis bei -3 €/MWh. Eine sehr hohe Einspeisung der Windenergie von knapp 20 GW in Kombination mit einer vergleichsweise geringen Nachfrage hat dazu geführt, dass nur ca. 25 GW an konventioneller Erzeugung (insbesondere Braunkohle- und Kernenergieanlagen) betrieben wurden. Der Export in dieser Zeit lag bei ca. 3 GW. In den nachfolgenden Stunden ist ein Lastanstieg zu verzeichnen, der das zusätzliche Betreiben weiterer Kraftwerksblöcke erfordert. Aus diesem Grund sind einzelne Betreiber in dieser Situation bereit, auch negative Marktpreise zu akzeptieren, um ein Abschalten ihrer Anlagen zu vermeiden.

Eine ähnliche Situation, allerdings diesmal vornehmlich durch die PV-Einspeisung verursacht, zeigte sich am Nachmittag des 1.4.2012 um 15 Uhr. Die Summe aus PV- und Windeinspeisung ist vergleichbar mit der Einspeisung am 31.3.2012. Allerdings ist die Gesamtnachfrage an einem Sonntag niedriger als an Werktagen bzw. einem Samstag. Die konventionelle Erzeugung lag bei ca. 22 GW. In den Abendstunden wurde zusätzliche konventionelle Leistung angefahren, um den Lastanstieg bzw. den Rückgang erneuerbarer Erzeugung zu kompensieren. Auch hier sind offensichtlich einzelne Betreiber bereit, sehr niedrige Marktpreise zu akzeptieren, um ein Abschalten zu vermeiden.

Abbildung 1: Oben: EEX-Spotpreis, Unten: Import und Erneuerbare bzw. Nicht Erneuerbarer Erzeugung am 31.3. und 1.4.2012



Quelle: Daten auf Basis EEX-Transparency und ENTSO-E, EE = Erneuerbare Energien

Für eine Abschätzung der Häufigkeit von negativen Marktpreisen bis 2016 sind mit den Wetterdaten der Jahre 2006 bis 2011 Simulationen durchgeführt worden. Als Indikator wird dafür die Residuallast (ohne Export) ermittelt, die durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Als Grenzwerte für die Residuallast sind dafür 15 GW bzw. 20 GW analysiert worden. Dies entspricht, wenn man Exportmöglichkeiten von 5 GW mit berücksichtigt, einer Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken von ca. 20 bis 25 GW und damit einer Größenordnung, bei der auch heute bereits negative Marktpreise auftreten. Bei einer Residuallast von 20 GW lässt sich eine vergleichbare Zahl an Stunden mit negativen Marktpreisen ableiten, wie sie in 2012 auch tatsächlich aufgetreten sind. Bis 2016 nimmt die Häufigkeit deutlich zu. Es werden im Mittel über die Wetterjahre 326 Stunden erreicht (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Anzahl Stunden mit Residuallast unterhalb von 20 GW

	Wetterjahr		2012	2013	2014	2015	2016
Mittel	2006 – 2011	Stunden	19	46	98	189	326
Min	2008	Stunden	0	16	50	128	242
Max	2006	Stunden	36	81	148	245	396

Quelle: Eigene Berechnungen

Zukünftig ist zu erwarten, dass die kritische Residuallast sich sowohl durch eine bessere Allokation der Exportkapazitäten als auch durch eine stärkere Flexibilisierung der fossilen Kraftwerke weiter reduziert. Daher wird alternativ auch eine minimale Residuallast von 15 GW betrachtet. Je nach Wetterdaten treten dann in 2013 zwischen 0 und 21 Stunden mit einer Residuallast kleiner als 15 GW auf (siehe Tabelle 4). Im Mittel sind es 9 Stunden. Bis 2016 steigt dieser Wert auf ca. 150 Stunden an, wobei die ermittelte Bandbreite zwischen 85 und 194 Stunden liegt.

Tabelle 4: Anzahl Stunden mit Residuallast unterhalb von 15 GW

	Wetterjahr		2012	2013	2014	2015	2016
Mittel	2006 – 2011	Stunden	3	9	29	68	146
Min	2008	Stunden	0	0	7	29	85
Max	2006	Stunden	9	21	48	104	194

Quelle: Eigene Berechnungen

Betrachtet man die Stunden, in denen die Residuallast unter 20 GW fällt, dann liegen die mittleren Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien in 2013 bei ca. 22 GW und steigen auf ca. 35 GW bis 2016 an (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Mittlere Einspeisung durch Wind und PV in den Stunden mit niedriger Residuallast (< 20 GW)

	2012	2013	2014	2015	2016
Wind	11,12	15,35	15,35	16,59	18,36
PV	7,53	9,83	11,66	12,46	12,99
Biomasse	3,55	3,65	3,79	3,89	3,99
Gesamt	22,21	28,83	30,80	32,95	35,35

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist in der Zeit mit einer Residuallast von weniger als 15 GW ebenfalls sehr hoch. Dieser Wert steigt von 2012 mit ca. 15 GW auf über 38 GW in 2016 an (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6: Mittlere Einspeisung durch Wind und PV in den Stunden mit niedriger Residuallast (< 15 GW)

	2012	2013	2014	2015	2016
Wind	6,16	7,95	17,32	18,64	18,94
PV	5,63	8,98	12,41	13,22	14,97
Biomasse	3,55	3,65	3,79	3,89	3,99
Gesamt	15,34	20,58	33,52	35,76	37,90

Quelle: Eigene Berechnungen

Aus den Analysen kann darüber hinaus abgeleitet werden, welcher Bedarf an Steuerbarkeit mittelfristig realisiert werden sollte, um Überschusssituationen zu vermeiden. Wie sich in 2012 bereits gezeigt hat, ergeben sich einzelne Stunden, in denen heute bereits negative Marktpreise auftreten. Der Zubau verstärkt bei gleicher Wettersituation diese Entwicklung, so dass die zugebauten Anlagen steuerbar sein sollten. Stark negative Marktpreise sollten sich weitgehend vermeiden oder in Ihrer Höhe begrenzen lassen, wenn die steuerbare Leistung bis 2016 auf ca. 15 GW ansteigt. Darüber hinaus hängt das Auftreten negativer Marktpreise auch von der Entwicklung und Nutzung der Exportkapazitäten in die Nachbarländer sowie den Bedingungen am Reserveenergiemarkt ab (siehe dazu auch die nachfolgenden Abschnitte).

2.2.2 Wirkung der Marktprämie auf negative Preise:

Die vorangegangene Analyse hat gezeigt, dass in den nächsten Jahren verstärkt mit Überschusssituationen zu rechnen ist. Sofern die Marktbedingungen an den Strombörsen dies zulassen, können sich in solchen Situationen negative Marktpreisen vor allem aus zwei Gründen bilden:

- Das Abschalten oder Herunterfahren von thermischen Kraftwerken für einen kurzen Zeitraum (1 bis 2 Stunden) kann hohe Kosten verursachen und auch technisch schwierig umzusetzen sein. Kraftwerksbetreiber mit derartigen Kraftwerken können daher bereit sein, negative Marktpreise zu akzeptieren, um das Abschalten ihrer Kraftwerksblöcke zu vermeiden.
- Übertragungsnetzbetreiber sind auf Grund des regulatorischen Rahmens dazu verpflichtet, die durch sie vermarkteten Erneuerbaren Energien unabhängig vom Marktpreis an der Strombörse anzubieten. Erst nachrangig und bei einem stark negativen Marktpreis über -150 €/MWh ist der ÜNB derzeit berechtigt, Preislimits zu setzen, bei denen er bestimmte Mengen nicht mehr vermarktet und stattdessen auf Grundlage freiwilliger Vereinbarungen abregelt (vgl. § 8 Abs. 4 Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) zur Vermeidung von extremen negativen Preisen). Wenn das Preislimit von -150 €/MWh erreicht wird, kann dies zu signifikanten Belastungen des EEG-Kontos führen. In der Praxis sind jedoch bisher kaum Abregelungsvereinbarungen getroffen worden.

Im Rahmen der Marktprämie wird ein Anreiz zum Abschalten der Anlagen auf Basis der Höhe der Marktprämie gesetzt. Für jede eingespeiste Kilowattstunde erhalten die Anlagen in der Direktvermarktung zusätzlich zu den Vermarktungserlösen eine Marktprämie inklusive der Managementprämie. Keine Erlöse erzielt eine Anlage also (erst) dann, wenn der negative Marktpreis (Preis der bezahlt werden muss, um den Strom einspeisen zu können) die Marktprämie (inklusive der Managementprämie) und ggf. vermiedenen Brennstoffkosten vollständig kompensiert hat. Anlagen, die ihre Einspeisung verlagern können, werden ggf. schon beim Preis von null oder niedrigen positiven Marktpreisen ihre Einspeisung verlagern. Auf diese Weise soll durch die Marktprämie eine Merit-Order der freiwilligen EE-Abschaltung entstehen, die gegenüber der derzeitigen gesetzlichen Regelung in § 8 AusglMechAVzur Entlastung des EEG-Kontos führen kann. Die potentiellen Entlastungen können dabei in den nächsten Jahren einen dreistelligen Millionenbetrag erreichen.

Da die Umsetzung der Schaltbarkeit von EE-Anlagen im Rahmen der Marktprämie erst im Jahr 2012 begonnen wurde, lässt sich die Zielerreichung zu diesem Zeitpunkt noch nicht umfassend überprüfen. Erste positive Erfahrungen

sind in der letzten Woche 2012 gemacht worden, als bei stark negativen Marktpreisen durch einen Direktvermarkter ca. 300 MW an Windleistung und weitere Biomasseleistung vom Netz gegangen sind. Analysen der Gebotskurven an der EEX zeigen, dass sich ohne eine Reaktion des Direktvermarkters höhere Marktpreise eingestellt hätten. Für die EEG-Umlage sind dadurch über 10 Mio. € eingespart worden.

2.2.3 Reservemärkte und Must Run Leistung

Die insgesamt vorgehaltene Reserveleistung ist in 2012 erhöht worden. Die Gründe dafür waren neben hohen Bilanzkreisabweichungen u.a. der starke Zubau Erneuerbarer Energien und insbesondere der PV-Einspeisung. In den vergangenen Jahren konnte durch eine Veränderung des Marktdesigns sowie einer Ausweitung der vier deutschen Regelzonen zu einem Netzregelverbund die Regelleistung trotz eines steigenden erneuerbaren Anteils konstant gehalten bzw. sogar reduziert werden. Mittlerweile ist dieser Netzregelverbund auch auf die Nachbarländer Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien und Belgien ausgedehnt worden, so dass hier weitere Effizienzpotenziale genutzt werden können. Jedoch gilt dies nur im Fall freier Kuppelkapazitäten. Wenn in Zeiten einer hohen EE-Durchdringung in Deutschland diese bereits ausgelastet sind, ist mit einer relativ geringen Entlastung des Regelleistungsmarktes zu rechnen. Darüber hinaus kann sich zukünftig eine stärkere Einbindung von neuen bzw. großen industriellen Stromverbrauchern entlastend auf den Regelleistungsmarkt auswirken, wenn etwa Elektrokessel in Fernwärmenetzen oder verstärkt auch die Zu- und Abschaltung industrieller Lasten als Optionen im Reservemarkt genutzt werden.

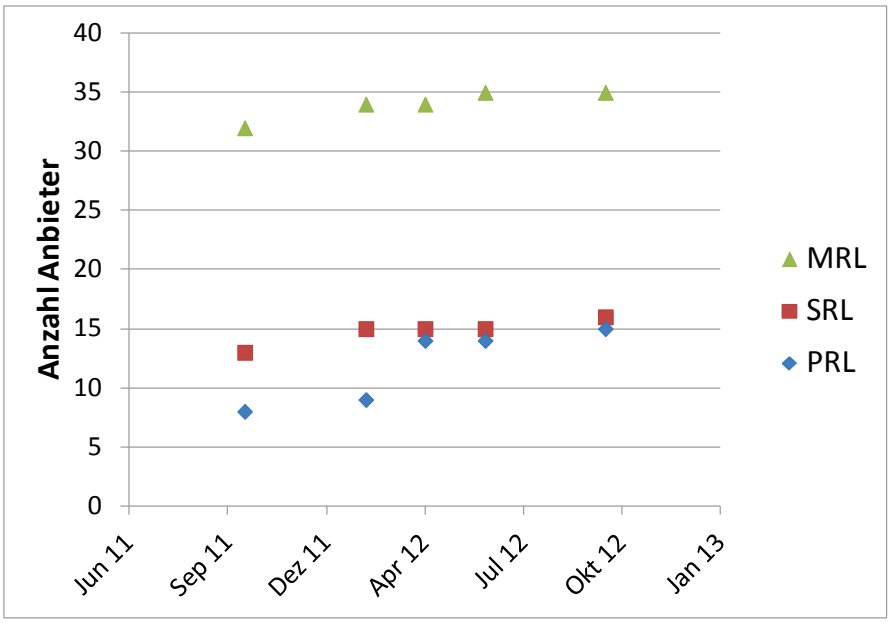
In den nächsten Jahren wird es zunehmend häufiger Situationen geben, in denen ein Großteil der Stromnachfrage durch Erneuerbare Energien gedeckt wird. So lag beispielweise der Anteil der erneuerbaren Erzeugung aus Wind und PV an der gesamten Stromerzeugung am 31.3. und 1.4.2012 bei knapp 40 % (siehe Abbildung 1). Eine Einbindung dieser fluktuierenden Stromerzeugung in den Reservemarkt findet bisher nicht statt. Bei einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien wird diese Einbindung jedoch sehr relevant werden.

Mit dem weiteren Ausbau steigt auch die Dynamik der Einspeisung weiter an. Maximale Änderungen der residualen Stromnachfrage, die von konventionellen Kraftwerken nachgefahren werden müssen, steigen mittelfristig auf ca. 5 bis 6 GW innerhalb von 15 Minuten an. Die Änderung der Residuallast im Stunden-

bereich liegt heute bei ca. 10 GW. Bis 2016 kann es einzelne Stunden geben, in denen dieser Wert überschritten wird.

Seit der Einführung der Marktprämie zu Beginn des Jahres 2012 hat sich die Anbieterstruktur des Reservemarktes verändert (siehe Abbildung 2). Insgesamt ist die Anzahl der Anbieter in 2012 leicht um 3 sowohl im Minutenreserve- als auch im Sekundärreservemarkt angestiegen. Im Bereich der Minutenreserve ist dies vor allem auf die Direktvermarkter zurückzuführen. Einige Direktvermarkter hatten sich bereits vor Einführung der Marktprämie als Anbieter auf dem Regelenergiemarkt präqualifizieren lassen, z. B. die Next Kraftwerke GmbH, StatkraftMarkets GmbH oder die Trianel GmbH. Drei neue Anbieter im Minutenreservemarkt sind in 2012 dazugekommen: Energy2market GmbH, TeraJouleEnergyGmbH und die GETEC Energie AG. Die genannten Unternehmen decken dabei einen beachtlichen Anteil von über 50 % der in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen ab. Sie haben mittlerweile einzelne Biomasseanlagen präqualifiziert, so dass diese im Minutenreservemarkt betrieben werden können.

Abbildung 2: Entwicklung der Anzahl Anbieter auf dem Reserveenergiemarkt von Oktober 2011 bis Oktober 2012.



Quelle: www.regelenergie.net, MRL: Minutenreserveleistung, SRL: Sekundärreserveleistung, PRL: Primärreserveleistung

Laut Auskunft der Direktvermarkter erhöht sich die Bereitschaft der Anlagenbetreiber/innen von Biomasseanlagen, nach einer gewissen Erfahrungsphase in

der Direktvermarktung am Spotmarkt, sich auch am Regelenergiemarkt zu beteiligen. Damit zeichnet sich zunehmend ab, dass die Zurückhaltung der Anlagenbetreiber, den Direktvermarktern Zugriff auf den Anlagenbetrieb zu gestatten, abnimmt. Diese Entwicklung stellt eine wichtige Basis für einen bedarfsorientierten Betrieb der Biomasseanlagen dar. Die angebotenen Arbeitspreise am Minutenreservemarkt durch Biomasseanlagen sind in der Regel verhältnismäßig hoch. Dies begründet sich durch die Höhe der Marktprämie, die es bei Abschaltungen zu kompensieren gilt und die begrenzten Einsparungen bei den Brennstoffkosten. Am ehesten lassen sich Brennstoffkosten bei Biogasanlagen einsparen, die über einen Gasspeicher verfügen. Bei Anlagen mit fester Biomasse lässt sich der Brennstoffeinsatz nur begrenzt reduzieren. Aufgrund dessen findet eine Abschaltung durch den Stromhändler sehr selten (ca. 2 bis 5 mal im Jahr) statt. Eine bedarfsorientierte Stromproduktion, die sich am Spotmarktpreis orientiert, hat hingegen tägliche Start- und Stoppvorgänge (1 bis 2 mal) in der Stromerzeugung zur Folge. Eine Ausweitung der bedarfsorientierten Fahrweise ist bei den meisten Direktvermarktern geplant.

Für die Teilnahme von fluktuierenden Erneuerbaren Energien am Reservemarkt fehlen derzeit noch die erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen. Für diese Anlagen besteht aufgrund der einzuhaltenden Bedingungen zu Ausschreibungszeitraum und -größe faktisch keine Möglichkeit der Präqualifikation. Die Bundesnetzagentur plant die Verkürzung der Vorlaufzeit am Sekundärregelleistungsmarkt auf einen Tag. Des Weiteren zeichnet sich auch eine Verkürzung der Vorlaufzeit auf einen Tag bei der Primärregelleistung ab. Im Projekt „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ (Fraunhofer IWES) wird untersucht, wie die Angebotserstellung für Windkraftanlagen erfolgen kann. Der Nachweis sollte über die mögliche Ist-Einspeisung erfolgen, da dies wirtschaftlicher und ökologisch sinnvoller ist als das jetzige Verfahren für thermische Anlagen, das einen Nachweis über einen vorab geschickten Fahrplan verlangt. Neben der Klärung der Regelungen zum Nachweis muss auch das Präqualifikationsverfahren entsprechend angepasst werden. Für die Angebotserstellung muss eine Regelung festgelegt werden, die auf probabilistischen Prognosen basiert und eine Balance zwischen der Forderung nach Systemsicherheit und einer wirtschaftlichen und nennenswerten Bereitstellung von Regelleistung aus fluktuierenden EE schafft. Weiterentwicklungsbedarf besteht auch in der Konzeptionierung eines Besicherungsmarktes für die Absicherung der geforderten Verfügbarkeit am Regelleistungsmarkt. Einige Direktvermarkter sind bereits in Gespräche mit den Übertragungsnetzbetreibern eingestiegen, um eine Beteiligung mittelfristig zu ermöglichen.

Hier zeigt sich, dass die Marktprämie erste Anreize setzen konnte, um eine stärkere Einbindung Erneuerbarer Energien in den Reservemarkt zu realisieren. In der Festvergütung des EEG ist die Regelleistungsbereitstellung aufgrund des Doppelvermarktungsverbotes nicht möglich.

2.3 Verbesserung der Prognosegenauigkeit

Ziel der Marktprämie ist es u.a., einen Anreiz für eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit der Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen zu geben. Im Rahmen der Einführung der Marktprämie wurde auf der anderen Seite befürchtet, dass sich die Prognosegenauigkeit der Übertragungsnetzbetreiber verschlechtert. Diesen Fragen soll im Folgenden nachgegangen werden.

2.3.1 Prognosequalität der Direktvermarkter

Im Bereich der eigenen Prognosenberichten mehrere Direktvermarkter, dass bereits verschiedene Maßnahmen durchgeführt worden sind bzw. derzeit geplant werden, um die Vorhersagen zu verbessern. Darunter fallen vor allem folgende Maßnahmen:

- Anlagenbetreiber werden angehalten bzw. dazu verpflichtet, Stillstands- und Wartungszeiten an die Direktvermarkter zu melden,
- Online-Erfassung der Ist-Einspeisung.

Beide Maßnahmen sind im Rahmen der bisherigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht durchgeführt worden. Die zeitnahe Online-Erfassung der Anlagen erlaubt zum einen eine genauere Kenntnis der Intraday verfügbaren Erzeugungsleistung. Mit dieser Kenntnis können Intraday-Handelsgeschäfte optimiert und damit die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern gesenkt werden. Darüber hinaus können diese Daten auch zur Verbesserung der Prognosesysteme genutzt werden, indem sie als Vergleichsdaten zur Validierung der Prognosesysteme verwendet oder auch direkt als Inputgröße für die Prognosesysteme eingesetzt werden. Die erzielbaren Prognosegenauigkeiten liegen damit bei den Direktvermarktern mit größeren Portfolios bereits in einer nahezu vergleichbaren Größenordnung, wie sie auch die Übertragungsnetzbetreiber in der Vergangenheit erreicht haben.

Anbieter von Prognosesystemen berichten, dass mit den zusätzlichen Daten, die sie seit der Einführung der Marktprämie von einer Vielzahl an Windparks erhalten, auch die Prognosesysteme der Übertragungsnetzbetreiber verbessert werden können. Eine detaillierte Auswertung erzielbarer Prognosegüten der

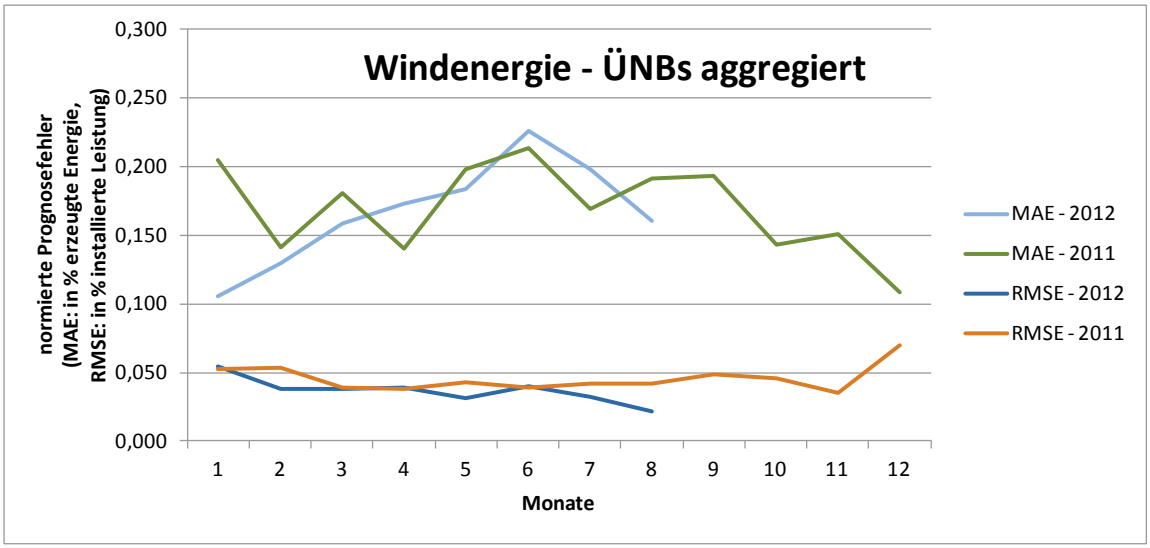
Direktvermarkter steht im Rahmen der Evaluierung der Direktvermarktung noch aus.

2.3.2 Prognosequalität der Übertragungsnetzbetreiber

Zur Entwicklung der Prognosequalität der Übertragungsnetzbetreiber lassen sich bereits heute erste Aussagen treffen.

Ein Vergleich der Folgetags-Prognosegüten bei der Windenergie für 2011 und 2012 zeigt, dass trotz eines deutlich verkleinerten Portfolios der Übertragungsnetzbetreiber die Prognosegüte annähernd gleich geblieben ist (siehe Abbildung 3). Der mittlere quadratische Fehler (RMSE) liegt bei ca. 5 % bezogen auf die installierte Windleistung, die durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird.

Abbildung 3: Vergleich der Folgetags-Prognosegüte für Windeinspeisung des Portfolios der Übertragungsnetzbetreiber in 2011 und 2012



Quelle: www.eeg-kwk.net, MAE: Mean Absolute Error, RMSE: Root Mean Square Error

2.4 Akteursstruktur der Vermarktung

Als positiv hat sich herausgestellt, dass die Vermarktungswege der Direktvermarkter bereits zur Einführung der Marktprämie, wenn größere Portfolios vermarktet werden, weitgehend den Vermarktungswegen der ÜNBs entsprechen. Die Mengen werden in der Regel über den Day-ahead Spotmarkt sowie über den Intraday Markt vermarktet. Bei der Vermarktung hat sich eine große Akteursvielfalt entwickelt. Insgesamt sind über 70 Unternehmen als Direktver-

markter aktiv, von denen sehr viele nur ihre eigenen Anlagen zur Direktvermarktung nutzen. Insgesamt ca. 20 Unternehmen führen in größerem Umfang eine Vermarktung von fremden Anlagen durch. Über 50 % der im Rahmen der Marktprämie vermarkteten Leistung wird durch 6 Direktvermarkter vermarktet, die bisher im deutschen Erzeugungsmarkt keine etablierten Akteure waren. Hier konnten sich neue Marktakteure etablieren, die für zusätzlichen Wettbewerb im Erzeugungsmarkt sorgen.

Die Direktvermarkter und Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen berichten, dass es mit der Einführung der Marktprämie einen sehr intensiven Wettbewerb um die Erzeugungsanlagen gegeben hat. Die Erwartung ist hier, dass sich nur die effizientesten Vermarktungskonzepte durchsetzen werden. Damit entwickelt sich die Vermarktung Erneuerbarer Energien weg von einer regulierten Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber hin zu einer wettbewerblichen Vermarktung, in der die Direktvermarkter in Konkurrenz um die effizienteste Vermarktung zueinander stehen. Im weiteren Projektverlauf wird sich zeigen, ob dieser Anreiz der Marktprämie zu einer effizienten Vermarktung zu Effizienzgewinnen gegenüber der ÜNB-Vermarktung führen wird.

Gleichzeitig wird durch die Marktprämie das Problem der dominierenden Stellung der Übertragungsnetzbetreiber als große Handelsteilnehmer reduziert, da diese nur noch ein deutlich kleineres Portfolio vermarkten.

3 Fazit

Eine erste Evaluation der Nutzenwirkungen der Marktprämie zeigt, dass diese die Ziele der Marktintegration Erneuerbarer Energien bereits teilweise erfüllt und die Voraussetzung hat, diese zukünftig ganz zu erfüllen.

Durch die Marktprämie sind erste Impulse gesetzt worden, um die Prognosegenauigkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu verbessern. Es zeichnet sich ab, dass durch die Marktprämie deutlich mehr Daten über die tatsächliche Einspeisung der Windenergie auch kurzfristig verfügbar sind, als dies vorher der Fall war. Der Wert dieser Daten liegt insbesondere in einer verbesserten Kenntnis der Mengen, die durch die Direktvermarkter Intraday gehandelt werden können. Darüber hinaus können die Daten genutzt werden, um die Prognosesysteme weiter zu verbessern.

Ziel der Evaluation der Direktvermarktung ist es, diese Verbesserungen in den nächsten Monaten auch quantitativ zu bestimmen. Die Befürchtungen haben

sich nicht erfüllt, dass sich auf Grund der Direktvermarktung die Prognosegenauigkeit der verbleibenden Strommenge, die durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird, deutlich verschlechtert. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass diese Mengen trotz eines deutlich kleineren Portfolios mit einer vergleichbaren Genauigkeit wie in 2011 vorhergesagt werden können. Prognoseanbieter gehen sogar davon aus, dass sich die Prognosen insgesamt verbessern und davon auch die Prognosen der ÜNBs profitieren werden.

Durch die Marktprämie wird auch eine Fernsteuerbarkeit insbesondere der fluktuierenden Einspeiser deutlich verbessern. Derzeit ist erst ein kleiner Anteil der Windenergie- und PV-Anlagen für Direktvermarkter steuerbar. Bislang ist meist nur eine Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements bei Netzengpässen durch die Netzbetreiber möglich. Bei einem weiter steigenden Anteil Erneuerbarer Energien wird eine strommarktbedingte Steuerbarkeit sowohl der fluktuierenden Einspeiser als auch der Biomasseanlagen zunehmend wichtig, um in Überschusssituationen auf negative Marktpreise reagieren zu können wie dies bereits in der letzten Woche 2012 der Fall war. Hier sind von den Direktvermarktern in Kooperation mit den Anlagenherstellern und Anlagenbetreibern technische Konzepte entwickelt und zum Teil bereits umgesetzt worden, um Anlagen auch strommarktgetrieben zu steuern. In 2013 wird mit einem deutlichen Ansteigen von steuerbaren Anlagen in der Direktvermarktung gerechnet. Kurzfristig wird durch die Marktakteure eine Steuerbarkeit von 1500 bis 2000 MW an fluktuierenden Anlagen erwartet. Das Auftreten von stark negativen Marktpreisen wird dadurch in Zukunft deutlich unwahrscheinlicher.

Mit der Steuerbarkeit eröffnet sich auch die Möglichkeit, erneuerbare Anlagen im Reservemarkt anzubieten. Durch die Marktprämie ist die Beteiligung von Biomasseanlagen im Reservemarkt angeregt worden. Einzelne Anbieter haben bereits Anlagen präqualifiziert und wollen weitere Anlagen in diesem Markt anbieten. Für eine Erweiterung dieser Möglichkeiten, insbesondere für Windenergieanlagen, ist allerdings der Abbau regulatorischer Hemmnisse im Energiewirtschaftsrecht erforderlich. Hier wird mit einem kontinuierlichen Ansteigen an Anlagen, die Regelenergie bereitstellen können, gerechnet.

Neben diesen technischen Maßnahmen hat sich auch die Akteurslandschaft positiv entwickelt. Nach Einführung des Instruments Anfang 2012 ist die Marktprämie durch die Marktakteure insbesondere bei Windanlagenbetreibern sehr gut angenommen worden. Aber auch die Betreiber/innen von Biomasseanlagen und PV-Anlagen nehmen das Instrument zunehmend an. Es hat sich eine große Akteursvielfalt eingestellt, wobei vor allem neue Akteure als Direktvermarkter

einen Großteil der Anlagenleistung vermarkten. Die Flexibilitätsprämie wird bislang von einer geringen Anzahl von Anlagen genutzt. Die langsame Entwicklung ist vor dem Hintergrund der vielfach notwendigen Anlagenumrüstungen und der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen jedoch nicht unerwartet; sie wird aber weiter zu evaluieren zu sein.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass durch die Marktprämie relevante Entwicklungen angestoßen worden sind. In der nächsten Zeit wird sich zeigen, ob die weiteren geplanten Maßnahmen (Steigerung der Prognosegenauigkeit, Ausbau der Fernsteuerbarkeit, Beteiligung von Anlagen im Regelenergiemarkt) auch entsprechend umgesetzt werden.

Autoren:

Dr. Marian Klobasa, Dr. Mario Ragwitz, Dr. Frank Sensfuß
Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI)
Compentence Center Energiepolitik und Energiemärkte

Anke Rostankowski
IKEM Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.

Norman Gerhardt, Uwe Holzhammer, Christoph Richts
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Dr. Wieland Lehnert
Rechtsanwälte Becker Büttner Held Wirtschaftsprüfer Steuerberater

Kontakt: Brigitte Kallfaß

Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationforschung (Fraunhofer ISI)
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Tel.: 0721 / 6809-150
Fax: 0721 / 6809-272
E-Mail: brigitte.kallfass@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de

Karlsruhe 2013