



Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik

GREENPEACE

Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt
vom Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) gGmbH

Vorwort

Wie die Direktvermarktung die Energiewende demontiert

Investoren sind verunsichert, Erzeuger werden geknebelt, Industriesubventionen gefestigt: Energieminister Sigmar Gabriels Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat für viel Kritik gesorgt. Insbesondere die Bundesländer kritisieren lautstark die fatalen Folgen der Reform, die inzwischen auch das Kabinett gebilligt hat.

Nur bei der so genannten Direktvermarktung ist die Kritik recht leise. Gabriel will diese Art der Vermarktung in Zukunft zur Pflicht machen. Bislang konnten Anlagenbetreiber zwischen der Einspeisevergütung und der sogenannten Marktprämie – dem Kernelement der Direktvermarktung – wählen. Diese Option soll nun wegfallen. Doch eine verpflichtende Direktvermarktung für Wind und Solarstrom würde die Energiewende nachhaltig beschädigen, wie die vorliegende Studie nachweist.

Eine Direktvermarktung hebt den bisherigen Einspeisevorrang für Ökostrom aus. Damit stärkt das Modell indirekt Strom aus Kohle- und Atommeilern. Selbst wenn Wind- oder Sonnenstrom in großen Mengen vorhanden sind, gibt die Direktvermarktung kaum Anreize, dreckige Kohlemeiler und gefährliche AKWs herunter zu fahren. Im Gegenteil: Drückt ein Überangebot an Strom den Börsenpreis ins Negative, werden bei einer verpflichtenden Direktvermarktung zuerst saubere Windräder und Solaranlagen abgeschaltet. Kohle- und Atommeiler hingegen laufen weiter.

Das macht die Direktvermarktung zum Bremsklotz der Energiewende. Sie schützt ausgerechnet jene schwerfälligen Kohle- und Atommeiler, die schon heute die notwendige Flexibilisierung des Stromsystems am meisten blockieren. Wenn die Konkurrenz aus Wind und Sonne zu Spitzenzeiten verlässlich abgeschaltet wird, haben die Betreiber konventioneller Kraftwerke kaum mehr Anreize, ihren Kraftwerkspark flexibler zu machen. Gabriels Direktvermarktung würde Deutschlands Energiesystem also auf absehbare Zeit starr und unbeweglich halten und den Erneuerbaren Energien den Weg zu einer tragenden Rolle verbauen.

Doch Sigmar Gabriel knebelt nicht nur die Erneuerbaren Energien, seine geplante Reform treibt auch die Kosten der Energiewende in die Höhe. Die Direktvermarktung lässt die Förderkosten für die Erneuerbaren Energien steigen, weil die Banken wegen der steigenden Risiken bei Investments in Solaranlagen und Windrädern höhere Zinsen verlangen.

Zudem, so ein weiteres Ergebnis der Studie, droht durch die Reform ein neues Oligopol am Energiemarkt. Schon heute kontrollieren die drei größten Direktvermarkter 50 Prozent des Marktes. Wenn in Zukunft aller Strom aus Erneuerbaren Anlagen vermarktet werden muss, wächst die Macht der vermarktenden Dienstleister weiter. Kleine Betreiber von Wind- und PV-Anlagen, die bislang auf sichere Einspeisetarife vertrauen konnten, müssen sich dann von mächtigen Direktvermarktern die Konditionen diktieren lassen. Es war die Energiewende, die den Strommarkt erstmals für kleinere Spieler geöffnet und damit dringend nötige Bewegung in den verkrusteten Strommarkt gebracht hatte. Nun droht die Direktvermarktung die Energieversorgung erneut alleine Großkonzernen zu überlassen.

Entsprechend kritisieren vor allem Anhängern einer Bürgerenergiewende die Pläne zur Direktvermarktung. Die Umkehr von der demokratischen Energiewende zurück zu einem abgeschotteten Markt für Großkonzerne will Gabriel ab dem Jahr 2017 sogar noch beschleunigen. Der Wechsel zu einem Ausschreibungsmodell würde die Position von Energiegenossenschaften, kleineren Stadtwerken und privaten Erzeugern weiter schwächen. Die Energiewende unter sozialdemokratischer Führung verspricht weder sozial noch demokratisch zu werden - und leider auch nicht ökologisch.

Tobias Austrup
Politischer Referent Energiewende
Greenpeace e.V.

Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik

Laufzeit des Vorhabens: Mai bis Dezember 2013

Endbericht

Auftraggeber: Greenpeace e.V., Andrée Böhling

Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Katherina Grashof
Altenkessler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
Email: grashof@izes.de

Autoren: Katherina Grashof, Andreas Weber

Saarbrücken, den 20.12.2013

Inhalt

1	Einleitung	4
2	Zum Mechanismus des Marktprämienmodells	5
	Ziele bei der Einführung	5
	Derzeitige Nutzung und Praxis	5
	Funktionsweise	5
	Vorstellungen der Akteure in der aktuellen Diskussion.....	8
	Ausgestaltungsvarianten und Konsequenzen.....	9
3	Thesen zur Wirkung der Direktvermarktung über eine Marktprämie	10
	These 1: Das Marktprämienmodell unterminiert den EE-Einspeisevorrang	11
	These 2: Das Marktprämienmodell schwächt Flexibilitätsanreize für den übrigen Kraftwerkspark	14
	These 3: FEE haben auf dem heutigen Energy-only-Markt systematische Nachteile	18
	These 4: Bisher ist offen, ob FEE je in einem grenzkostenbasierten Markt wettbewerbsfähig werden können.....	27
	These 5: Das Marktprämienmodell schwächt FEE-Anlagenbetreiber zugunsten eines entstehenden Direktvermarkter-Oligopols.....	30
	These 6: Eine verpflichtende Direktvermarktung erhöht die Risiken neuer Projekte.....	32
	These 7: Die für das Gesamtsystem relevante Prognosequalität wird durch Direktvermarktung nicht verbessert	33
	These 8: Das Marktprämienmodell setzt kaum Anreize für eine systemdienliche Anlagen-Auslegung.....	35
	These 9: Die Managementprämie erhöht die EEG-Umlage durch Mitnahmeeffekte.....	38
	These 10: Verpflichtende Markt- und Kapazitätsprämien erhöhen die Investitionsunsicherheit.....	39
4	Fazit und Handlungsbedarf.....	41
	Literatur	44
	Anhang I: Negative Preise am Day-Ahead-Markt der Strombörse	46
	Zum Gebotsverhalten von EE-Anlagen	53
	Zur Flexibilität im deutschen Kraftwerksbestand	57
	Zur Bereithaltung von Regelleistung.....	60
	Kurzfristige Möglichkeiten, auf negative Day-Ahead-Börsenpreise zu reagieren.....	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Niveau der zwischen 2009 und November 2013 aufgetretenen negativen Börsenpreise am Day-Ahead-Handel	13
Abbildung 2: Day-Ahead-Preis am ersten Juni-Dienstag 2006 und 2013	15
Abbildung 3: Day-Ahead-Preis am 24. März 2013	16
Abbildung 4: Vergleich der Terminvermarktung von FEE und konventionellen Energieträgern	21
Abbildung 5: Relativer Marktwert von Onshore Wind und PV zwischen 2011 bis November 2013.....	23
Abbildung 6: Beispielhafte PV-Einspeisekurve	25
Abbildung 7: Korrelationen zwischen viertelstündlichen Intraday-Preisen und PV-Einspeisegradien zwischen 01.01.2012 und 15.09.2013	26
Abbildung 8: Entwicklung der Jahres-Future-Preise (Phelix Base).....	28
Abbildung 9: Häufigkeit und Niveau negativer Preise zwischen 2009 und November 2013.....	47
Abbildung 10: Zeitraum und Häufigkeit negativer Strompreise 2009 bis November 2013.....	48
Abbildung 11: Zeitraum und Niveau durchschnittlicher negativer Strompreis 2009 bis November 2013	49
Abbildung 12: Häufigkeit verschiedener konventioneller Mindestleistung in Stunden mit negativen Preisen zwischen 2012 und November 2013	50
Abbildung 13: Konventionelle Mindestleistung und Niveau negativer Day-Ahead-Börsenpreise zwischen 2009 und November 2013.....	51
Abbildung 14: Häufigkeit und Dauer des Auftretens negativer Day-Ahead Preise zwischen 2009 und November 2013.....	51
Abbildung 15: EEX-Gebotskurven am 29. November 2013.....	56
Abbildung 16: Aufteilung des verfügbaren Leistungsbands eines Kraftwerksblocks auf Reservevorhaltung und Regelfähigkeit	60
Abbildung 17: Schematische Kraftwerkseinsatzplanung	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Flexibilität fossiler Kraftwerke heute und mit weiteren Anpassungen und Investitionen	17
Tabelle 2: Marktkonzentration bei der Direktvermarktung von Wind Onshore.....	30
Tabelle 3: Preislimits gemäß §8 AusglMechAV im Bereich von 50Hertz Transmission am 25./26. Dezember 2012.....	53
Tabelle 4: Beispielhafte Ermittlung des gerade noch rentablen minimalen Gebotspreises für Wind und PV 2013	55
Tabelle 5: Einspeisung von Windenergie am 29. November 2013 und spezifische Gebotsmengen.....	56
Tabelle 6: Anfahrzeiten konventioneller Kraftwerke	59
Tabelle 7: Laständerungsgeschwindigkeiten konventioneller Kraftwerke	59

1 Einleitung

Mit dem EEG 2012 wurde die gleitende Marktprämie als optionales Instrument zur Einspeisevergütung eingeführt, das für die so genannte Marktintegration der Erneuerbaren Energien (EE) sorgen sollte. Gegenwärtig wird diskutiert, die Direktvermarktung für alle Neuanlagen verpflichtend einzuführen und perspektivisch ihre Höhe nicht mehr administrativ festzulegen, sondern über eine Ausschreibung. Entsprechend besteht Anlass, die grundsätzlichen Wirkungen des Marktprämienmodells auf den Fortgang der Transformation des Stromsystems mit den Erneuerbaren im Zentrum zu untersuchen und zu bewerten. Denn sorgte das EEG in der bisherigen ersten Phase der Systemtransformation dafür, dass ein hoher Zubau von EE-Anlagen recht konfliktfrei stattfand, ist die nun anstehenden zweite Phase durch die zunehmende Konkurrenz zwischen einerseits hohen und weiter steigenden Anteilen insbesondere von Wind und Photovoltaik (PV) und andererseits konventionellen Kraftwerken gekennzeichnet. Soll die Transformation des Stromsystems in diesem Sinne weiter voran getrieben werden, kommt es darauf an, die noch vorhandenen Flexibilitäten im System maximal auszuschöpfen und um neue zu ergänzen, damit der hierfür notwendige Verdrängungsprozess nuklearer und fossiler Kapazitäten voranschreiten kann.

Entscheidend dafür ist unter Anderem, welche Modelle für die Finanzierung von EE-Anlagen künftig eingesetzt werden. Die in der gegenwärtigen Diskussion besonders im Fokus stehenden Vermarktungsmodelle sind vor diesem Hintergrund genauer zu analysieren. Während in zahlreichen Arbeiten die (erwarteten) Vorzüge einer Marktintegration von EE durch das Marktprämienmodell ausführlich dargestellt werden¹, richtet die vorliegende Studie den Blick auf entstehende und erwartete Nachteile für die Systemtransformation, um zu einer insgesamt ausgewogeneren Bewertung zu gelangen.

Im Folgenden wird zunächst das Modell der gleitenden Marktprämie allgemein vorgestellt, mit den bei der Einführung verfolgten Zielen, dem Umfang der derzeitigen Nutzung, der konkreten Funktionsweise, zugrunde liegenden Annahmen und den Ausgestaltungsvarianten der alternativen Modelle einer fixen (ex-ante) Markt- sowie der Kapazitätsprämie. Anschließend werden verschiedene Aspekte vertieft untersucht und Thesen erarbeitet, die potentielle kontraproduktive Effekte der Direktvermarktung fluktuierender Erneuerbarer Energien (FEE) für den Fortgang der Systemtransformation betreffen. Abschließend wird ein Fazit gezogen und es wird dargestellt, welche Handlungsnotwendigkeiten sich unserer Ansicht nach aus der Analyse ergeben.

¹ Beispielhaft seien hier Sensfuß und Ragwitz 2009 und 2011 genannt, VKU 2013 sowie Klobasa et al 2013.

2 Zum Mechanismus des Marktprämienmodells

Ziele bei der Einführung

Im Energiekonzept 2010 heißt es, es solle die Einführung einer Marktprämie geprüft werden, um „die erneuerbaren Energien schrittweise an den Markt heran(zu)föhren, wachsende Anteile aus der EEG-Förderung in das Marktgeschehen (zu) überföhren und Anreize zur bedarfsgerechten Stromerzeugung (zu) schaffen.“

Bei der Einführung der Marktprämie zum EEG 2012 wurden diese Ziele konkretisiert²:

- Bedarfsgerechte Einspeisung, d.h. entsprechend Marktpreisniveau
- Geringeres Risiko negativer Preise
- Einsparungen durch Lastverlagerung von EE
- Stärkung des Wettbewerbs durch eine Vielzahl von Akteuren
- Bessere Erzeugungsprognosen und geringerer Bedarf an Ausgleichsenergie
- Vermarktung von EE in virtuellen Kraftwerken

Derzeitige Nutzung und Praxis

Aktuell (im Sommer bzw. Herbst 2013) wird der folgende Anteil der Leistung von EEG-vergütungsfähigen Anlagen direkt vermarktet (FhISI et al. 2013, BMU 2013):

- 87,5% aller Windenergieanlagen
- 45,2% aller Biomasseanlagen
- 11,4% aller Photovoltaikanlagen
- Über 50% der gesamten EE-Leistung

Darunter fallen insbesondere nahezu alle neu in Betrieb gehenden Windenergie- sowie Biomasseanlagen.

Funktionsweise

Die Vermarktung über eine gleitende Marktprämie (gem. § 33g EEG 2012) ist eine von drei Möglichkeiten der Direktvermarktung für EE nach EEG. Alternativ sind auch die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs³ möglich oder die sog. sonstige Direktvermarktung, bei der kein Anspruch auf zusätzliche Mittel jenseits der Erlöse aus der selbständigen Vermarktung des Stroms geltend gemacht werden können. Für alle EE-Anlagen besteht bisher Wahlfreiheit, ob der Strom direkt vermarktet oder an den abnahmepflichtigen Netzbetreiber abgegeben wird (allein für neue Biogasanlagen > 750 kW Leistung ist die Direktvermarktung ab

² Vgl. Entwurf zum EEG 2012 vom 6.6.2011 (BT-Drucksache 17/6071) und Sensfuß und Ragwitz (2011), auf die in der Gesetzesbegründung explizit verwiesen wird.

³ Dem Koalitionsvertrags-Entwurf vom 27.11.2013 zufolge soll das Grünstromprivileg nicht mehr weiter geführt werden.

2014 verpflichtend) und es kann mit einem Vorlauf von einem Monat monatlich zwischen den Vergütungssystemen gewechselt werden.

Die gleitende Marktprämie soll Betreiber bzw. Vermarkter einem kurzfristigen Strompreisrisiko aussetzen (in diesem Fall: Schwankungen innerhalb eines Zeitraums von maximal einem Monat). Ein längerfristiges Preisrisiko sollen sie dagegen nicht aufgebürdet bekommen, ebenso wenig wie diejenigen, die in der Fixvergütung bleiben. Entsprechend ist die Ermittlung der zu bezahlenden Marktprämie organisiert.

Die Höhe der Marktprämie wird jeweils auf Monatsbasis im Nachhinein berechnet. Vereinfacht betrachtet ermittelt der Staat die durchschnittlichen Erlöse⁴ der betreffenden Technologie (etwa Wind-, Solarenergie) eines Monats und sorgt dafür, dass die Differenz zur im EEG festgelegten festen Einspeisevergütung ausgeglichen wird. Erwirtschaftet ein einzelner Erzeuger bzw. Direktvermarkter höhere Erlöse als der Durchschnitt, verbleibt das daraus resultierte Einkommen als Marge bei ihm bzw. ermöglicht einen Vorteil im Wettbewerb um EE-Erzeuger.

Da die Direktvermarktung (anstelle der Vermarktung durch den ÜNB) für den Erzeuger mit Kosten verbunden ist, werden diese durch die Managementprämie ausgeglichen. Die Managementprämie ist für fluktuierende Erneuerbare höher, wenn die Anlage durch den Direktvermarkter fernsteuerbar ist. Grundsätzlich ist die Managementprämie degressiv ausgestaltet.

Formal lässt sich Marktprämie darstellen als:

$$\text{Marktprämie} = \text{EEG-Einspeise-Vergütung} - \text{Marktwert}_{\text{Energieträger}} + \text{Management-Prämie}$$

Die Marktprämie wird nur für Strom gezahlt, „der tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen worden ist“ (EEG 2012, §33g Abs. 1 S.2). Der Anspruch auf Zahlung der Marktprämie ist somit gekoppelt an zwei Tatbestände: Die Veräußerung sowie die tatsächliche Einspeisung⁵. Neben Zahlungen aus der Marktprämie erhält der Direktvermarkter den jeweiligen individuellen Vermarktungserlös. Stellt man den Zahlungsstrom eines Direktvermarkters dar, so ergeben sich für ihn (unter der Marktprämie) folgende Einkünfte für die Vermarktung:

$$\text{Einkünfte} = \text{Verkaufserlös} + \text{Marktprämie}$$

Gegenüber einer (reinen) Vergütung nach dem EEG entstehen im Rahmen der Direktvermarktung Kosten, beispielsweise für Prognoseerstellung und -ausgleich, sowie im Rahmen

⁴ Diese Erlöse entsprechen dem Marktwert bzw. Vermarktungserlös aller Anlagen des betreffenden Energieträgers als gewichtetem Monats-Durchschnitt: es werden alle Einspeisemengen des Energieträgers in diesem Monat mit dem in der jeweiligen Stunde geltenden Day-Ahead-Börsenpreis multipliziert, dann aufaddiert und durch die Menge dieser Einspeisung geteilt.

⁵ Dies ist insbesondere bei der Bereitstellung negativer Regelenergie relevant, da dort ein Abruf Verpflichtungen aus kaufvertraglichen Lieferverpflichtungen zwar unberührt lässt, jedoch die Einspeisemenge reduziert und deshalb mit einem Verzicht auf die Marktprämie einhergeht und somit höhere Opportunitätskosten bei einem Angebot negativer Regelenergie (im Vergleich zu konventionellen Erzeugern) zur Folge hat.

des Verkaufs z.B. an der Börse, sodass der Deckungsbeitrag des Anlagenbetreibers⁶ formal dargestellt lautet:

$$\text{Gewinn}_{\text{Direktvermarktung}} = \text{Verkaufserlöse} + \text{Marktprämie} - \text{Vermarktungskosten}$$

Ist der Gewinn aus der Direktvermarktung größer als die Einspeisevergütung, besteht für den Anlagenbetreiber der Anreiz, in die Direktvermarktung zu wechseln – diese Entscheidung kann er in der geltenden optionalen Marktprämie monatlich mit einem Monat Vorlauf neu treffen. Damit sich der Wechsel in die Direktvermarktung lohnt, muss daher gelten:

$$\text{Gewinn} = (\text{Verkaufserlöse} + \text{Marktprämie} - \text{Kosten}) > \text{EEG-Einspeisevergütung}$$

Solange die Vermarktungskosten also nicht höher sind als die Management-Prämie, ist es weitgehend risikolos, in die gleitende Marktprämie zu wechseln, wenn der Strom dann am Day-Ahead-Markt der Strombörse verkauft wird – ebenso wie das Gros der Einspeisung der übrigen Anlagen, die gemeinsam den durch die Marktprämie auszugleichenden energieträgerspezifischen Marktwert ergibt. Welchen Anteil der Marktprämie und evtl. Überschüsse aus der Managementprämie ein Direktvermarkter dem Betreiber der von ihm vermarkteten EE-Anlage auszahlt, ist Ergebnis des Verhandlungsprozesses zwischen Betreiber und Vermarkter⁷.

Abgesehen von den gerade beschriebenen Unterschieden sind wesentliche Elemente der fixen Einspeisevergütung und der optionalen gleitenden Marktprämie identisch:

- Die im Gesetz festgelegte Fixvergütung ist in beiden Fällen maßgeblich für das langfristige Investitionskalkül. Entsprechend ist die Marktprämie ebenfalls technologisch differenziert, teils auch nach Anlagengrößen und Standortbedingungen.
- Der an der Strombörse vom ÜNB bzw. dem Direktvermarkter⁸ verkaufte Strom wird danach als Teil des allgemeinen Strommixes („Grau“-Strom) an Vertrieben und Endkunden weiterverteilt.

Das System der gleitenden Marktprämie setzt einen Anreiz dafür, EE-Anlagen bei stark negativen Preisen abzuregeln (s.u.). Entsprechend haben Direktvermarkter (technisch und vertraglich) zunehmend direkten Zugriff auf die von ihnen vermarkteten Anlagen, zumal ein solcher direkter Zugriff für Wind- und PV-Anlagen nach der Managementprämienverordnung auch über eine höhere Managementprämie gefördert wird; der ÜNB hat das im bisherigen System der Fixvergütung nicht – auch, weil keine bilaterale (Vertrags-)Beziehung zwischen ihm und den Anlagenbetreibern besteht⁹.

⁶ Zur Vereinfachung wird hier unterstellt, dass der Anlagenbetreiber zugleich Direktvermarkter ist. In der Praxis kommt dies ebenso vor wie eine Aufteilung der beiden Rollen auf zwei Akteure.

⁷ Angesichts der offenbar üppig berechneten Managementprämie bot ein Direktvermarkter einem Anlagenbetreiber bisher i.d.R. dessen EEG-Vergütung zuzüglich eines festen Aufschlags. Bei einer Absenkung oder Abschaffung der Managementprämie wird dies wohl nicht mehr möglich sein.

⁸ Die Direktvermarkter haben die freie Wahl, wo sie den Strom ihres Portfolios vermarkten, aufgrund der faktischen Erlösperspektiven liegt es jedoch nahe, ihn ebenso wie die ÜNB am Day-Ahead-Markt der Strombörse zu vermarkten.

⁹ Hiervon zu unterscheiden ist das Recht bzw. die Verpflichtung der Netzbetreiber, in die Erzeugung aus EE regelnd einzugreifen, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Dies betrifft das Einspeisemanagement gem. §11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied bestehen auch darin, wer den Strom an den Strom-Großhandel bringt und für den Ausgleich von Prognosefehlern verantwortlich ist: bei der Einspeisevergütung ist es der ÜNB, der diese Aufgabe treuhänderisch übernimmt, in der Marktprämie verkauft ein Direktvermarkter (der identisch sein kann mit dem Betreiber der EE-Anlage) den Strom. Während es dem Direktvermarkter grundsätzlich freigestellt ist, an welchem Markt (Termin- oder Spotmarkt, Börsenhandel oder bilateraler Liefervertrag) er den Strom anbietet, führen bestimmte Anreize im System der Marktprämie dazu, dem Day-Ahead-Handel an der Strombörse klare Priorität zu geben (s.u.).

Während ein Betreiber in der Fixvergütung keinen wirtschaftlichen Nachteil davon hat, wenn seine Anlage unerwartet mehr oder weniger Strom produziert, als bei ihrer Vermarktung tags zuvor am Day-Ahead-Markt durch den ÜNB angenommen und später im Intraday-Handel ggf. korrigiert, ist dies in der gleitenden Marktprämie anders: Alle Prognoseabweichungen sind von den Vermarktern zu bezahlen und schmälern ggf. die Erlöse aus Stromverkauf und Marktprämie. Daraus soll ein Anreiz resultieren, gute Prognosen zu erstellen und – soweit dies möglich ist – die Fahrplananmeldung möglichst einzuhalten. In der EEG-Fixvergütung erstellen die ÜNB die Prognose für das gesamte Portfolio der von ihnen vermarkteten Anlagen und stellen die Kosten für Ausgleichsenergie im Fall von Prognoseabweichungen den Strom-Endverbrauchern über die Netzentgelte in Rechnung.

Vorstellungen der Akteure in der aktuellen Diskussion

Welche Vorstellungen und impliziten Annahmen dem Konzept der gleitenden Marktprämie zugrunde liegen, ist nicht für jeden Akteur gleich und auch nicht immer leicht herauszuarbeiten, da sie oft nicht explizit gemacht werden. Im Folgenden soll aus Sicht der Autoren eine Auswahl der relevantesten Annahmen und Politikziele vorgestellt werden. In der anschließenden Diskussion der Thesen werden diese wieder aufgenommen.

Eine auch in den beiden für das Projekt durchgeführten Workshops häufiger geäußerte Erwartung war, dass FEE kurz- bis mittelfristig so günstig werden, dass sie keine „Förderung“ mehr brauchen. Beispielhaft für diese Einschätzung sei hier aus dem Gutachten des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU 2013, 11) zitiert: „Zur Erreichung der EE-Ausbauziele ist eine Förderung (...) weiterhin bis mindestens in den Zeitraum der 2030er Jahre notwendig, dies zeigen die Modellierungsergebnisse. Innerhalb des Betrachtungszeitraumes bis 2050 werden jedoch zentrale EE-Technologien die Marktparität erreichen, d. h. sie können sich ohne Förderung alleine auf Basis von Markterlösen refinanzieren.“ In diesem inhaltlichen Zusammenhang steht auch die ganz allgemeine, abstrakte Vorstellung und Metapher, dass EE „erwachsen“ werden müssten und das könnten sie nur, wenn man sie nach und nach in „den“ Markt integriere. Diese Integration müsse schrittweise stattfinden, damit sich die Branche daran „gewöhnen“ könne.

Ebenfalls wird argumentiert, durch Marktintegration seien Effizienzgewinne zu erzielen, indem Hersteller und Betreiber von EE-Anlagen höherem ökonomischen Druck ausgesetzt werden, als durch die treuhänderische Vermarktung der ÜNB. Dass sich hierdurch sowohl die Investitionssicherheit als auch die Akteursvielfalt reduzieren können, wird in diesem Zusammenhang häufig nicht bestritten, sondern eher als Nebeneffekte angesehen, denen man

ggf. durch entsprechende Regelungen begegnen müsste - sollten diese Effekte nicht sogar als gänzlich erwünscht betrachtet werden. Während bisher Projektierer von EE-Anlagen keinerlei Berührung mit dem Strommarkt hätten, sei das bei Investoren und Betreibern konventioneller Anlagen schon lange anders. Insofern sollten auch EE-Anlagen-Hersteller und Projektierer mehr „unternehmerische Risiken“ übernehmen.

Daneben wird häufiger argumentiert, wenn EE wettbewerbsfähig sind und auf dem Strommarkt konkurrieren (wollen), müssten sie auch entsprechend der Strompreissignale erzeugen und damit ihr Angebot der Nachfrage entsprechend orientieren – das hier geäußerte Stichwort lautet „bedarfsgerechte“ Stromerzeugung.

Desweiteren wird oft hervorgehoben, dass die ÜNB heute keine Anreize zur Verbesserung ihrer Prognosen hätten, da sie die Kosten von Prognosefehlern letztlich an die Endverbraucher wälzen. Direktvermarkter, für die Prognosefehler mit Kosten (durch Ausgleichsenergie) verbunden seien, würden daher treffendere Prognosen entwickeln.

Außerdem wird die Annahme geäußert, dass infolge einer Marktintegration z.B. durch eine gleitende Marktprämie eher Anlagen installiert werden, die systematisch (auch) während Zeiten höherer Strompreisniveaus erzeugen, etwa sog. Schwachwindenergieanlagen (mit kleineren Rotoren und größeren Generatoren, die weniger steile Leistungsspitzen bei Starkwind aufweisen und dafür bei schwächerem Wind eher noch Strom erzeugen als andere Anlagen). Das entsprechende Pendant bei der PV, das dieser Annahme zufolge angereizt werden soll, sind Anlagen mit einer östlichen oder westlichen Ausrichtung oder Techniken, die diffuses Licht besser nutzen, um die mittägliche PV-Erzeugungsspitze nicht noch steiler werden zu lassen.

Als nützlicher Nebeneffekt wird teils genannt, dass aufgrund des Fernsteuerbarkeits-Bonus in der Marktprämie und um Kosten durch negative Preise zu vermeiden, mehr und mehr FEE-Anlagen mit Zählern ausgestattet werden, welche die Einspeiseleistung zeitgenau messen. Bei den FEE-Anlagen, die am Verteilnetz angeschlossen sind – dies ist bezogen auf die Anzahl der bestehenden Anlagen der größte Anteil -, war bisher ebenso wenig eine Leistungsmessung vorgesehen bzw. mangels entsprechender Zähler möglich wie beim Stromverbrauch von Haushaltskunden.

Als bedeutendes – schon nahezu erreichtes - Ziel wird zudem mitunter hervorgehoben, dass die Kosten für die Vermarktung von FEE offenbar geworden seien, während es zuvor schwer möglich gewesen sei, zu quantifizieren, welchen Betrag die ÜNB hierfür aufwenden und ob dieser nicht durch ökonomischen Druck abgesenkt werden könne.

Ausgestaltungsvarianten und Konsequenzen

Neben der gleitenden Marktprämie sind weitere Varianten in der Diskussion bzw. im Ausland auch bereits in der Anwendung. Diese sollen hier teils mitgedacht werden, da eine Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie in deren Richtung nicht auszuschließen ist.

Auf eine Betrachtung des Grünstromprivilegs wird an dieser Stelle verzichtet, da es gegenwärtig kaum in der politischen Debatte ist und zudem im Koalitionsvertrag zwischen Union

und SPD verabredet wurde, es zu streichen. Ebenso wird das Quotenmodell nicht betrachtet, da dies den Rahmen des vorliegenden Gutachtens überschreiten würde.

Die oben erläuterte gleitende Marktprämie gleicht jeweils die Differenz zwischen (technologiespezifischen monatlichen Durchschnitts-)Einnahmen und der im Gesetz festgelegten, garantierten Vergütung aus. Eine fixe Marktprämie wird demgegenüber nicht ex post anhand tatsächlicher Preisentwicklungen ermittelt, sondern ex ante. Entsprechend sollen Investoren vorab einschätzen, ob ihnen die Zusicherung einer bestimmten, fixen Marktprämie zusammen mit den von ihnen erwarteten Vermarktungserlösen über den Abschreibungszeitraum hinweg erlaubt, ihre Anlageninvestitionen zu refinanzieren. Ähnlich verhält es sich bei einer Kapazitätsprämie - der wesentliche Unterschied besteht darin, dass eine fixe Marktprämie pro (eingespeister) kWh gezahlt wird und daher einem Erzeuger auch Einkommen generiert, wenn die Anlage bei negativen Strompreisen ins Netz einspeist. Entsprechend ist eine Abregelung der Anlagen – ebenso wie bei der gleitenden Marktprämie – erst rentabel, wenn die Kosten durch die negativen Preise beim Stromverkauf höher werden als die möglichen Einkünfte durch die Marktprämie. Eine Kapazitätsprämie dagegen wird proportional zur installierten Leistung gezahlt (oder auf entsprechend abgeleitete, im Zeitverlauf ebenfalls nicht variierende Größen). Auch wenn ihre Auszahlung ggf. über die Monate eines Jahres gestreckt wird, so hängt sie in jedem Fall nicht von der Zahl der eingespeisten kWh ab. Entsprechend ist hier eine Abregelung aus Sicht des Anlagenbetreibers rentabel, sobald die Strompreise negativ werden¹⁰, da Verluste aus der Vermarktung nicht durch entsprechende Marktprämien-Einnahmen ausgeglichen werden können.

Weitere denkbare Varianten sind die Ausschreibung einer Fixvergütung, einer gleitenden oder fixen Marktprämie oder einer Kapazitätsprämie. In diesem Fall würde die Vergütung bzw. Prämie nicht durch staatliche Stellen, sondern in einer Auktion ermittelt. Die Inanspruchnahme dieser Vergütung bzw. Prämie wäre dann auf den Kreis der Gewinner der Auktion beschränkt. Während eine Ausschreibung allerdings erhebliche Auswirkungen auf die Investitionssicherheit neuer FEE-Anlagen hat, bleibt die Vermarktung der einmal errichteten Anlagen davon im Allgemeinen unberührt. Ausschreibungssysteme werden hier im Weiteren nicht im Detail betrachtet.

3 Thesen zur Wirkung der Direktvermarktung über eine Marktprämie

Die Thesen beziehen sich jeweils auf die gleitende Marktprämie bzw. – wo gesondert hervorgehoben - andere Varianten der Direktvermarktung.

Ein Teilnehmer wies auf dem im Rahmen dieses Vorhabens durchgeführten Workshop zur Direktvermarktung darauf hin, dass der „Preis“ dafür, FEE Preisrisiken auszusetzen, explizit gemacht werden müsse, um abwägen zu können, ob die Vorteile der Direktvermarktung verglichen mit ihren „Kosten“ angemessen sind. Als „Kosten“ der Direktvermarktung nannte er

¹⁰ Genauer gesagt: sobald die kurzfristigen Grenzkosten, etwa aufgrund von Wartungsverträgen, unterschritten werden.

insbesondere eine Erhöhung der EEG-Umlage, Investitionskosten und –risiken, Gefahren für die Erreichung der EE-Ausbauziele, eine Einschränkung der Akteursstruktur und die mögliche Entstehung neuer, unerwünschter Lock-in-Effekte. Entsprechend sollen im Folgenden die Wirkungen einer gleitenden Marktprämie sowie weiterer Varianten untersucht werden.

These 1: Das Marktprämienmodell unterminiert den EE-Einspeisevorrang

Im Rahmen der Direktvermarktung kann eine Abregelung von FEE-Anlagen bei Erreichung eines bestimmten Spotpreisniveaus betriebswirtschaftlich sinnvoll sein: bei (stark) negativen Preisen. Die Direktvermarktung unterminiert damit den EE-Einspeisevorrang¹¹. Je nach Modell unterscheidet sich die Höhe des Spotpreises, ab dem eine Abregelung betriebswirtschaftlich sinnvoll ist. Im Hinblick auf die Systemtransformation und bei Zugrundelegen des Kriteriums der dynamischen Effizienz erscheint eine Abregelung von FEE-Anlagen als problematisch. Bei allen Finanzierungsmodellen sollte es daher das Ziel sein, diese Art der Abregelung von FEE-Anlagen zu minimieren.

Jede Form der Direktvermarktung über eine Marktprämie reduziert die Wahrscheinlichkeit oder das Niveau negativer Preise. Die unterschiedlichen Ausgestaltungsformen wirken hierbei leicht unterschiedlich. Es gibt je nach Ausgestaltungsvariante einen unterschiedlichen Schwellenwert des Spotpreises, ab dem es zu einer Abregelung kommt.

- Bei der gleitenden Marktprämie besteht der Anreiz, die Anlagen abzuschalten, wenn der (negative) Börsenpreis unter der Differenz zwischen festgelegter EEG-Vergütung und dem durchschnittlichen monatlichen Spotmarkterlös plus Managementprämie liegt. Während diese Differenz bei Windkraftanlagen, die nicht mehr in der Anfangsvergütung sind, relativ gering ist, ist sie für PV-Anlagen größer. Auch bei einer fixen Marktprämie würden die Anlagen erst dann abgeschaltet, wenn die Börsenpreise negativer sind als diese Marktprämie. Zu beachten ist hierbei: wenn z.B. ältere PV-Anlagen (die seinerzeit mit einer damals noch höheren Einspeisevergütung ans Netz gegangen sind) direkt vermarktet werden, gleicht die gleitende Marktprämie deren entsprechend höhere Fixvergütungen aus – diese älteren Anlagen würden mithin erst bei stärker negativen Preisen abgeregelt als neuere.
- Bei der fixen Kapazitätsprämie würden die Anlagen bei Preisen unterhalb der eigenen Grenzkosten abgeschaltet, also bei Preisen von null oder leicht darüber (entsprechend der eigenen Grenzkosten).

Bei der gleitenden und der fixen Marktprämie wird somit tendenziell weniger die Häufigkeit des Auftretens negativer Preise gegenüber einer Vorrang einspeisung reduziert, sondern eher das betragsmäßig maximale negative Spotpreisniveau begrenzt.

¹¹ In Ausnahmefällen kann es auch bei der Nutzung der fixen Einspeisevergütung zu einer Einschränkung des EE-Einspeisevorrangs kommen: In bestimmten Situationen sind die Übertragungsnetzbetreiber in einer zweiten Bietrunde am Day-Ahead-Markt verpflichtet, die EEG-Mengen, die sie normalerweise unlimitiert am Spotmarkt einstellen müssen, nach den Vorschriften des § 8 AusglMechAV anzubieten. Nach § 8, Abs. 2 AusglMechAV ist „die zu veräußernde Strommenge [...] in zehn gleich große Tranchen aufzuteilen und jeweils mit einem eigenen Preislimit anzubieten. Die Preislimits müssen bei mindestens –350 Euro je Megawattstunde und höchstens –150 Euro je Megawattstunde liegen. Jeder Betrag in Schritten von je einem Euro innerhalb dieses Rahmens wird zufallsgesteuert mit gleicher Wahrscheinlichkeit als Preislimit gesetzt.“

Bei einer fixen Kapazitätsprämie, die ausnahmslos auf alle EE-Anlagen angewendet würde – d.h. für Anlagenbestand und Neuanlagen –, käme es mittelfristig vermutlich nicht mehr zu negativen Preisen, da diese auch bisher vor allem durch das Zusammentreffen von niedriger Nachfrage, konventioneller Must-Run-Kapazität sowie einer bedeutenden Leistung aus EE entstanden sind. Sind nicht alle Anlagen einbezogen, reduziert sich die Wirkung im Hinblick auf die Häufigkeit und das Ausmaß negativer Preise entsprechend.

Während es also noch zahlreiche konventionelle Anlagen gibt, die aus unterschiedlichen Gründen weiter betrieben werden, sorgt eine Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell dafür, dass es betriebswirtschaftlich vorteilhaft ist, EE bei einem bestimmten Niveau negativer Preise abzuregeln.

Dies widerspricht grundsätzlich nicht nur der in § 2 EEG geregelten „vorrangigen Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms“, sondern auch dem Titel des EEG, welches ausgeschrieben „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ heißt. Das EEG definiert in § 1 zudem nicht den Ausbau einer möglichst hohen installierten *Leistung* betriebsbereiter EE-Anlagen als Ziel, sondern konkrete Mindestanteile der EE an der Stromversorgung (d.h. tatsächlich erzeugter *Strommengen* aus EE):

- 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,
- 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,
- 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und
- 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050

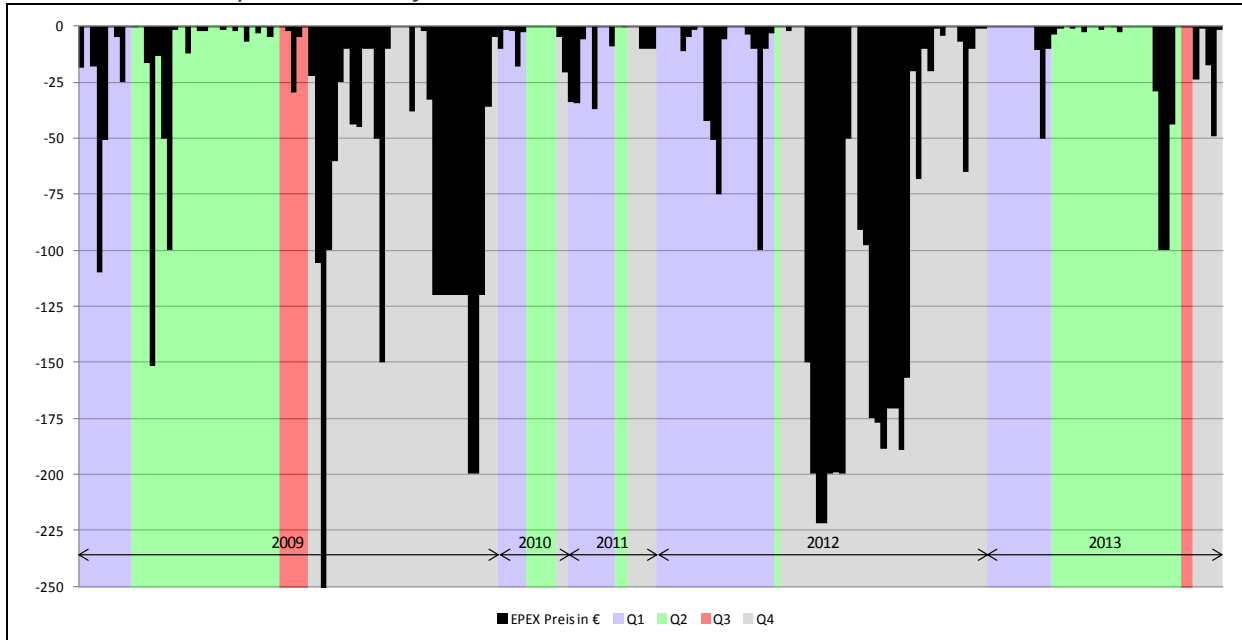
Entsprechend erscheint eine nicht-maximale Unterbringung erzeugter EE-Mengen im Energiesystem als nicht¹² mit den eigentlichen Gesetzes-Zielen vereinbar.

Während zeitgleich der Emissionshandel mit dauerhaft niedrigen Preisen voraussichtlich bis mindestens 2020 jegliche Steuerungswirkung verloren hat, entsteht mit dem Marktprämienmodell ein neues Instrument, das den Einspeisevorrang von EE unterminiert. Zusammen gesehen, entstehen hierdurch Anreize, die für die Systemtransformation nicht förderlich sind: Seltene auftretende stark negative Preise führen dazu, dass inflexible konventionelle Anlagen derartige Tiefpreisphasen eher „aushalten“ und ihre Anlagen nicht abregeln. Entsprechend verdrängen sie dann Strom aus EE, der preisorientiert abregelt wird.

Wann und in welchem Umfang EE-Anlagen im Rahmen der gleitenden Marktprämie seit ihrer Einführung 2012 abgeschaltet wurden, ist nicht öffentlich bekannt. Allerdings lässt sich aus aufgetretenen Niveaus negativer Preise und den im Rahmen des Projektes vorgenommenen Analysen (vgl. Anhang I) zum Abschaltverhalten von EE schlussfolgern, dass der Umfang bislang noch relativ begrenzt war. Die folgende Abbildung zeigt das Niveau aller bisher aufgetretenen negativen Börsenpreise, unterteilt nach Quartalen.

¹² Inhaltlich, nicht juristisch im engeren Sinne

Abbildung 1: Niveau der zwischen 2009 und November 2013 aufgetretenen negativen Börsenpreise am Day-Ahead-Handel



Quelle: EEX, Darstellung: IZES

Wie erkennbar ist, traten seit Einführung des Marktprämienmodells Anfang 2012 lediglich in wenigen Stunden negative Preise im Bereich von ca. -65 bis -80 €/MWh auf, bei denen es der im Anhang dargestellten Abschätzung zufolge rentabel gewesen wäre, Windanlagen abzuregeln. 2012 handelte es sich um insgesamt 19 Stunden mit Preisen unterhalb von -65 €/MWh (davon 16 Stunden am 25./26. Dezember), 2013 gab es bis einschließlich November lediglich zwei Stunden (am 16. Juni), an denen der Preis auf -100 €/MWh gefallen ist.

Der Direktvermarkter Statkraft hat im Januar 2013 eine Pressemitteilung veröffentlicht, derzufolge man an Weihnachten bei rund 40 Windkraftanlagen die Erzeugung um bis zu 300 MW reduziert habe, was zu Einsparungen für die EEG-Umlage in Höhe von 11 Mio. € geführt habe (Statkraft 2013). Andere öffentliche Mitteilungen über „erfolgreiche Abregelungen“ (ebd.) gibt es bisher nicht.

Branchengespräche, inklusive derer auf dem durchgeführten Workshop zu negativen Preisen, zeigten allerdings, dass die Situation an Weihnachten 2012 für viele Akteure unerwartet, aber dann auch sehr lehrreich gewesen ist. Ein Mitarbeiter eines mehrere KWK-Anlagen betreibenden kleineren Stadtwerks berichtete z.B., dass die entsprechende Abteilung an den Weihnachtsfeiertagen 2012 nicht besetzt gewesen sei, so dass die bereits vor Weihnachten abgegebenen Gebote nicht hätten korrigiert werden können. Man habe daraufhin im Unternehmen beschlossen, bei künftigen absehbaren Situationen möglicher stark negativer Preise entweder eine Notbesetzung vorzuhalten – oder die Anlage vorher vorsorglich ganz herunterzufahren und gar keine Gebote an der Strombörse abzugeben. Entsprechend kann vorläufig davon ausgegangen werden, dass Weihnachten 2012 einen Sonderfall darstellt, der sich in dieser Weise zu anderen Feiertagssituationen mit länger anhaltender niedriger Nachfrage und hoher FEE-Einspeisung nicht regelmäßig wiederholen wird.

Daraus lässt sich schließen, dass das Marktprämienmodell bisher noch nicht in größerem Maßstab zu einer Abregelung von Wind und PV geführt hat, da die dafür notwendigen stark negativen Preise nicht oft aufgetreten sind¹³. Die grundsätzliche Vorstellung aber, dass EE bei entsprechend negativen Preisen eher abregelt werden sollten als fossile Kraftwerke mit hohen CO₂-Emissionen, stellt dagegen einen Paradigmenwechsel weg vom im EEG festgelegten prinzipiellen Einspeisevorrang der EE dar.

Vielfach wurde argumentiert, EE sollten auch deshalb bei negativen Preisen abregelt werden, um durch die hier entstehenden Kosten nicht unnötig die EEG-Umlage zu erhöhen. Doch die potentielle Einsparung bisher wäre gering: Wären die EEG-Mengen in den letzten zwei Jahren statt zu einem negativen Preis zu einem Preis von 0 €/MWh verkauft bzw. gar nicht erst eingespeist worden, hätte man für das Jahr 2012 Kosten von 50 – 75 Mio. €¹⁴, für das Jahr 2013 (bis November 2013) Kosten von 12 – 20 Mio. € vermieden. Zum Vergleich: die Vergütungszahlungen des EEG für 2013 belaufen sich nach der Prognose der ÜNB vom Herbst 2012 auf 18,5 Mrd. €, davon alleine 430 Mio. € für die Managementprämie als Anreiz für den Wechsel ins Marktprämienmodell. An den Gesamt-EEG-Kosten haben die Kosten durch negative Preise mithin einen Anteil von weniger als 0,5 %.

These 2: Das Marktprämienmodell schwächt Flexibilitätsanreize für den übrigen Kraftwerkspark

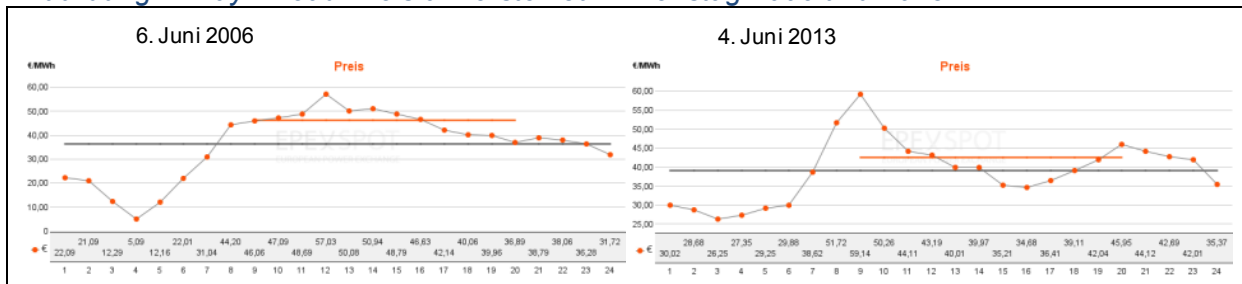
Sehr niedrige oder negative Börsenstrompreise sind ein Marktsignal an Betreiber aller Anlagen, ihre KW abzuschalten, dadurch Brennstoffe einzusparen und den günstigeren Strom zuzukaufen (sog. make-or-buy-Entscheidung), denn hierdurch können sie zusätzliche Erträge Erlösen. Perspektivisch lohnen sich Flexibilisierungsinvestitionen, wenn starke Preisunterschiede (sog. „Preisspreads“) häufig genug zu erwarten sind und eine möglichst hohe Spannweite aufweisen.

Die klassische, in der Energiewirtschaft bereits seit langem etablierte Flexibilitätsoption sind Pumpspeicherkraftwerke, deren Geschäftsmodell darin besteht, bei niedrigen Preisen – früher waren dies aufgrund der dann geringeren Nachfrage die Nachtstunden – günstig erzeugten Strom einzuspeichern, indem Wasser in das Speicherbecken gepumpt wurde. Während der früheren regelmäßigen mittäglichen Strompreisspitzen lohnte es sich dann, das Pumpspeicherwerk auf Turbinenbetrieb umzuschalten. Beispielhaft seien im Folgenden die Strompreise am zweiten Mittwoch des Juni 2006 und 2013 dargestellt, die den inzwischen völlig veränderten Tagesverlauf des Day-Ahead-Strompreises verdeutlichen.

¹³ Für die entsprechenden Stunden im Jahr 2012 ist hinzuzufügen, dass die Ausstattung der Windenergie-Anlagen mit Fernsteuerungstechnik erst nach und nach geschieht – erst dann ist eine betriebswirtschaftlich rentable Abregelung auch technisch möglich.

¹⁴ Abschätzungen des IZES; die BNetzA geht für 2012 sogar nur von einer Belastung des EEG-Kontos durch negative Preise in Höhe von 13,4 Mio. € aus (BNetzA 2013)

Abbildung 2: Day-Ahead-Preis am ersten Juni-Dienstag 2006 und 2013



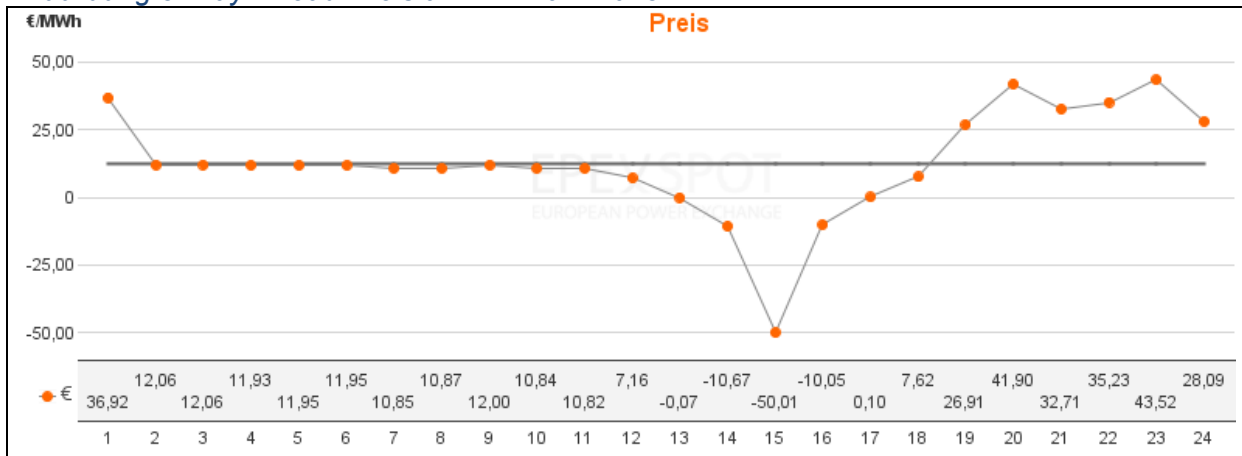
Quelle und Darstellung: EEX

Während die Preise am 6. Juni 2006 zwischen nachts 5 €/MWh und mittags 57 €/MWh schwankten und das mittägliche Preishoch einige Stunden anhielt, lag der nächtliche Tiefpreis am 4. Juni 2013 bei 26 €/MWh und die nur kurz andauernde Tagesspitze bei 59 €/MWh, gefolgt von einer zweiten Absenkung des Strompreises (aufgrund einer Photovoltaikeinspeisung von rund 18 GW an diesem Tag). Die Preisspanne für diesen Dienstag 2006 lag also bei maximal 52 €/MWh, 2013 nur bei 33 €/MWh. Der Abstand zwischen dem Tagesdurchschnittspreis für alle Stunden (Base-Preis, in der Abbildung als graue Linie dargestellt) und dem Preis für die Stunden zwischen 8 und 20 Uhr (Peak-Preis, in der Abbildung als orangefarbene Linie dargestellt) betrug am 6. Juni 2006 rund 10 €/MWh, am 4. Juni 2013 lag er bei gerade einmal 3,50 €/MWh.

Entsprechend hat vor allem die regelmäßige mittägliche Solarstromeinspeisung dafür gesorgt, dass der – für die Rentabilität von Pumpspeichern entscheidende – Abstand zwischen den binnen eines oder weniger Tage auftretenden Schwankungen deutlich geringer geworden ist. Weniger gut prognostizierbar, aber mit ebenfalls starken Preisauswirkungen verbunden sind Stunden mit hoher Windstromeinspeisung.

Wind und PV haben also dann einen dämpfenden Einfluss auf Preisschwankungen, wenn ihre Einspeisung mit dem Verlauf der Nachfrage parallel verläuft, wie das für die Solarenergie-Einspeisung überwiegend gilt; bei Wind – dessen Einspeisung keinen klaren täglichen Mustern folgt – ist dies nur zufällig der Fall. In der folgenden Abbildung ist die Preiskurve für den 24. März 2013 dargestellt. An diesem Tag erreichte die PV um 12 Uhr ihr Erzeugungsmaximum von rund 17 GW und die Einspeisung aus Wind zwischen 15 und 17 Uhr ein Maximum von über 18 GW.

Abbildung 3: Day-Ahead-Preis am 24. März 2013



Quelle und Darstellung: EEX

Wie sich zeigt, war hier der Strompreis nicht nur während drei Stunden negativ, er lag in den Stunden davor auch bei rund zehn Euro. Jedes Kraftwerk, das seine Erzeugung bereits auf Termin vermarktet hat, und das ausreichende Flexibilität aufweist, kann seine Erzeugung in diesen Stunden herunterfahren und den Strom hier günstiger zukaufen als ihn selbst zu produzieren. Besonders große Zusatzerlöse können dann in den Stunden negativer Preise gemacht werden.

Wie oben dargestellt, ist die Flexibilität des bestehenden Kraftwerksparks jedoch begrenzt bzw. eher auf die früher regelmäßigen Tag-/Nacht-Schwankungen ausgerichtet als auf die Einspeisung aus fluktuierenden EE. In einer Übersicht hat VDE (2012) die heutigen und potentiellen Flexibilitäten fossiler Kraftwerke dargestellt.

Tabelle 1: Flexibilität fossiler Kraftwerke heute und mit weiteren Anpassungen und Investitionen

	Steinkohle			Braunkohle			GuD-Kraftwerk			Gasturbine		
	H	HmhV	ZmtA	H	HmhV	ZmtA	H	HmhV	ZmtA	H	HmhV	ZmtA
Lastgradient (% Nennleistung / Minute)	1,5	4	6	1	2,5	4	2	4	8	8	12	15
... im % - Bereich der Nennleistung	40 - 90			50 - 90			40 - 90			40 - 90		
Minimallast (in % der Nennleistung)	40	25	20	60	50	40	50	40	30	50	40	20
Heißstart (< 8 Stunden) (in h)	3	2,5	2	6	4	2	1,5	1	0,5	< 0,1		
Kaltstart (> 48 Stunden) (in h)	10	5	4	10	8	6	4	3	2	< 0,1		

Quelle: VDE 2012, 40. Anmerkung: H = Heute, HmhV = Heute mit höherem Verschleiß der Anlagen, ZmtA = Zukünftig mit techn. Anpassungen

Es wird deutlich, dass mit (vom VDE nicht bezifferten) zusätzlichen Investitionen durchaus eine deutlich größere Flexibilität auch ehemaliger Grundlastkraftwerke erreicht werden kann. Dies ist jedoch nur dann betriebswirtschaftlich rentabel, wenn Situationen mit hohen Preis-spreads auch zukünftig häufig auftreten. Die Diskussionen auf den Workshops haben gezeigt, dass bei den Kraftwerksbetreibern zwar ein hoher Ärger besteht, mit den eigenen inflexiblen Anlagen nicht schnell genug auf negative Preise reagieren zu können. Doch es wurde vielfach erwartet, dass negative Preise infolge einer Ausweitung des Marktprämienmodells (etwa durch eine verpflichtende Direktvermarktung) dafür sorgt, dass negative Preise nicht mehr in ausreichender Häufigkeit und Stärke auftreten werden, um größere Investitionen in mehr Flexibilität zu rechtfertigen. Dies gilt nicht nur für Investitionen in flexiblere Kraftwerke, sondern auch in flexiblere Nachfrage, Speicher u.a.

Hier stellt sich also die Frage, ob mehr Flexibilität bei FEE-Anlagen (die bei einmal installierten Anlagen im Wesentlichen durch Abregelung erreicht werden kann) nicht dazu führt, dass just die Anreize, die konventionelle Kraftwerke und Nachfrager bräuchten, zunichte gemacht werden.

In Diskussionen mit Vertretern der konventionellen Energiewirtschaft ist oftmals die Hoffnung zu hören, dass das Marktprämienmodell dazu führen werde, dass EE „nicht mehr so chao-

tisch“ einspeisen. Dies würde dem klassischen Stromhandels- und Kraftwerkseinsatzkalkül sicherlich entgegen kommen – aber eben zu dem Preis, dass sich die dringend notwendige Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks verlangsamt. Bei vielen, kurzfristig und betriebswirtschaftlich argumentierenden Akteuren ist die Auffassung zu hören, dass es sinnvoller sei, ein Windrad abzuregeln statt einer Braunkohle-Anlage, da Letzteres mit höheren Ab- und Anfahrkosten verbunden und technisch schwieriger zu bewerkstelligen sei. Doch bei einer derartigen Argumentation geraten die längerfristig benötigten Marktsignale aus dem Blick. Denn auch wenn der heutige, bestehende Strommarkt für eine Reihe von Elementen des Marktversagens kritisiert werden kann – ein Einspeisevorrang für FEE, auch unter Inkaufnahme negativer Preise, signalisiert allen übrigen Einspeisern und auch den Nachfragern, dass sie sich flexibilisieren müssen. Dies kann dann entweder zu größeren Investitionen in Flexibilität führen – oder dazu, dass sehr inflexible Kraftwerke nicht weiter instandgehalten und betrieben, sondern stillgelegt werden. Gerade die endgültige Außerbetriebnahme ehemaliger Grundlastkraftwerke könnte auch dazu beitragen, dass die derzeit sehr niedrigen Strompreisniveaus wieder ansteigen, und auch der Betrieb von – eben deutlich flexibleren – Erdgaskraftwerken wieder rentabel wird.

Damit soll nicht argumentiert werden, dass negative Preise eine hinreichende Voraussetzung seien, damit sich Investitionen in mehr Flexibilität von alleine einstellen. Stärker als nur durch die Möglichkeit negativer Preise wäre beispielsweise die Anreizwirkung, wenn auch sehr hohe Preise häufiger aufträten. Zudem spielt es eine Rolle, wie langfristig derartige Preise erwartet werden: Im Zeitraum von 2006 bis 2008 waren beispielsweise die Spreads am Day-Ahead-Markt deutlich höher als zuvor, und es konnte dennoch keine starke Investitionstätigkeit in mehr Flexibilität beobachtet werden. In dieser Zeit kam es insbesondere häufiger zu Preisspitzen als seither – allerdings war auch das Niveau der Strompreise insgesamt höher.

Im Falle negativer Preise durch EE ist das Marktsignal, das ausgesendet wird, jedoch ein Anderes. Während der Hochpreisphase zwischen 2006 und 2008 war davon auszugehen, dass Marktmachteeffekte hier einen (erheblichen) Einfluss haben. Aufgrund der Aktivitäten des Bundeskartellamtes sowie der sog. „Sector Inquiry“ der Europäischen Kommission konnten Marktteilnehmer davon ausgehen, dass diese Preisphänomene sehr wahrscheinlich nicht von Dauer sein würden. Der Ausbau der EE ist dagegen beschlossenes politisches Ziel, und Preiseffekte, die sich hierdurch einstellen, werden sich perspektivisch mehr und mehr verstärken.

These 3: FEE haben auf dem heutigen Energy-only-Markt systematische Nachteile

Wenn die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell dazu dienen soll, EE an „den“ Markt heranzuführen, auf dem sie später – das ist die häufig zugrundeliegende Annahme – ohne weitere Unterstützung wettbewerbsfähig sein werden, stellt sich die Frage nach der Chancengleichheit zwischen EE und konventionellen (ggf. schon abgeschriebenen) Kraftwerken. Vier wesentliche Charakteristika sind es, die FEE in dieser Hinsicht von konventionellen Energien unterscheiden:

- dass sie erstens nicht gleichmäßig einspeisen, sondern schwankend,

- dass zweitens die Fähigkeit¹⁵ der Anlage, zur betreffenden Stunde tatsächlich Strom erzeugen zu können, erst kurz vor „Liefertermin“ absehbar ist
- dass drittens die Stromerzeugung nahezu keine Grenzkosten aufweist, wohingegen konventionelle Erzeugung immer mit dem Verbrauch von Brennstoffen und weiteren Betriebskosten verbunden ist, und
- dass ihre Erzeugung zwar fluktuiert, dabei aber innerhalb derselben Technologie eine hohe Gleichzeitigkeit aufweist.

Insofern ist die Frage relevant, ob diese Erzeugungstechnologien unter fairen Wettbewerbsbedingungen sinnvoll auf einem grenzkostenbasierten Markt gehandelt werden können, an dem bisher nur Technologien *mit* Grenzkosten gehandelt wurden und wo Termingeschäfte das wesentliche Instrument der Preisabsicherung darstellen.

Hier wird also nicht der Frage nachgegangen, ob die Vollkosten der EE heute noch höher sind als die der konventionellen. Dies ist in Teilen nicht mehr der Fall, wie Fraunhofer ISE (2013b) kürzlich gezeigt hat. Demnach liegen die Stromgestehungskosten (fixe und variable Kosten einer Anlage, bezogen auf die während ihrer Lebensdauer erzeugbaren Strommen) einer neuen Windanlage an einem guten deutschen Standort bereits unter denen eines neuen Steinkohle- oder GuD-Erdgaskraftwerks. Die derzeit für Europa erwarteten Stromgestehungskosten aus neuen Kernkraftwerken lassen die Planungen einer Einspeisevergütung für das geplante Kraftwerk Hinkley C in Großbritannien erkennen, wo derzeit davon ausgegangen wird, über 35 Jahre eine Vergütung von 109 €/MWh plus Inflationsausgleich zu bezahlen. Zum Vergleich: die erwähnte Studie von FhISE (2013b) schätzt die Stromgestehungskosten für neue Wind Onshore-Anlagen an guten Standorten in Deutschland auf 45 bis 107 €/MWh.

Es wird hier auch nicht danach gefragt, ob konventionelle Energieerzeugung zu externen Kosten führt, die bisher nicht internalisiert sind und ihnen insofern auf den bestehenden Märkten einen Wettbewerbsvorteil verschaffen. Der derzeitige niedrige Preis für Zertifikate des europäischen CO₂-Emissionshandels zeigt, dass etwa die Klimafolgekosten fossiler Stromerzeugung keineswegs in angemessener Weise in der Preisbildung Berücksichtigung finden.

Die in diesem Abschnitt verfolgte Fragestellung ist vielmehr, ob FEE als dargebotsabhängige, grenzkostenfreie Energieträger in einem Energy-only-Markt der derzeitigen Art systematische Vor- oder Nachteile gegenüber konventionellen Energieträgern haben (nicht-fluktuierende EE wie die Biomasse blenden wir an dieser Stelle aus).

Zur Vermarktung am Terminmarkt

Ein Nachteil für FEE am Stromhandel insgesamt besteht darin, dass es für sie schwieriger ist, am Terminhandel teilzunehmen als für eine konventionelle Anlage mit gesicherter Verfügbarkeit. Dabei hätte auch für FEE eine Terminvermarktung grundsätzlich den Vorteil einer langfristigeren Preisabsicherung. Wie sicher die Stromerzeugung aus einer Anlage für einen

¹⁵ Energiewirtschaftlich entspricht eine Flaute bei einer Windkraftanlage einem Anlagenausfall bei einem Steinkohle-Kraftwerk.

noch entfernten Zeitpunkt verlässlich erwartet werden kann, beschreibt der Leistungskredit; üblicherweise verwendet im Kontext von Versorgungssicherheits-Analysen. Ketterer (2012, S. 4) geht nach einer Auswertung mehrerer Quellen von einem Leistungskredit für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland von 6 % der installierten Leistung aus. Das hieße, dass ein Erzeuger, der beispielsweise Windstrom aus seiner Anlage für den 15. Januar des kommenden Jahres auf Termin vermarktet, mit einer 94%igen Wahrscheinlichkeit davon ausgehen muss, dass kein Wind weht und er seine Lieferverpflichtung an seinen Kunden anderweitig bestreiten muss.

Ein klassisches Bandprodukt (konstante Lieferung einer definierten Leistung über einen längeren Zeitraum) auf der Basis von FEE-Anlagen ist daher nur durch eine Kombination mit regelbaren konventionellen Kraftwerken und/oder Speichern realisierbar¹⁶. Die Kosten für ein solches Produkt ergeben sich dann aus den Stromgestehungskosten der FEE-Anlagen, den Kosten für das Backup aus konventionellen Anlagen sowie ggf. den Kosten für die Einspeicherung von FEE-Strom in Zeiten, in denen diese über der Bandlieferung liegen bzw. der Ausspeicherung bei einer Unterdeckung.

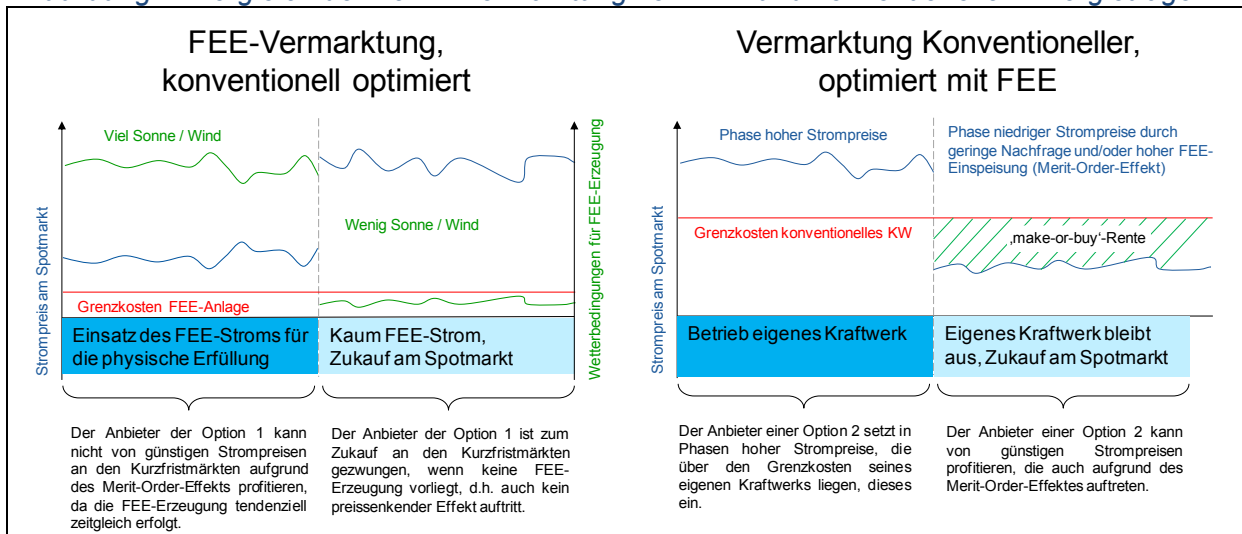
Grundsätzlich ist die Einbindung von FEE-Strom in ein Terminprodukt auf zwei Arten denkbar:

- Option 1 - Vermarktung FEE, optimiert durch konventionelle: Der verfügbare FEE-Strom aus eigenen Anlagen wird in jedem Fall maximal möglich für die physische Glattstellung des Terminprodukts (d.h. die konstante Belieferung in der vorab vereinbarten Höhe) direkt genutzt. Die Residuallast wird durch sonstige Kraftwerke und Speicher erbracht, welche entweder direkt im Kraftwerksportfolio des Anbieters vorhanden sind, oder über kurzfristige Märkte dazugekauft werden.
- Option 2 - Vermarktung konventionell, optimiert durch FEE: Die physische Glattstellung wird primär durch vorhandene konventionelle Kraftwerke des Anbieters geleistet. Der preissenkende Effekt von FEE-Strom wird indirekt in Zeiten hoher Einspeisung und geringer Last ausgenutzt, indem man sich zu einem niedrigen Preis unterhalb der Grenzkosten des eigenen Kraftwerksportfolios auf den kurzfristigen Märkten eindeckt und die Stromerzeugung der eigenen Kraftwerke reduziert.

Der Hauptunterschied der beiden Möglichkeiten liegt in dem zusätzlichen Risiko der Option 1 (Vermarktung hauptsächlich von FEE) im Vergleich zu Option 2 (Vermarktung hauptsächlich von Konventionellen). Letztlich wirkt die Vermarktung nach der zweiten Option wie eine klassische Vermarktung konventionellen Stroms. Denn ob der Vermarkter die Glattstellung seiner Lieferung durch FEE aus dem eigenen Portfolio bestreitet oder diese an der Börse zukauf, spielt für die entstehenden Kosten nahezu keine Rolle. Die Zusammenhänge sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

¹⁶ Bei PV stellt sich die Situation etwas anders dar als bei Wind Onshore, da hier aufgrund des regelmäßigeren Einspeiseverlaufs „Ausfallrisiken“ während des Tages geringer sind und auch Terminprodukte denkbar sind, die nicht ein 24-h-Band abdecken, sondern die potentiellen Einspeisestunden von PV im Jahresverlauf.

Abbildung 4: Vergleich der Terminvermarktung von FEE und konventionellen Energieträgern



Quelle: IZES 2013, redaktionell überarbeitet

Außer, wenn der Vorteil der sehr niedrigen Stromerzeugungsgrenzkosten der FEE gegenüber den Kosten der konventionellen Stromerzeugung sehr stark wirkt, wird Option 1 von Option 2 aus dem Markt gedrängt, weil sie deutlich riskanter ist. Denn letztlich wirken für die FEE-Erzeugung ungünstige Wetterverhältnisse für den Vermarkter ähnlich wie ein unerwarteter Ausfall eines konventionellen Kraftwerks, für den er sich auch absichern muss. Im Fall konventioneller Anlagen ist die Wahrscheinlichkeit eines ungeplanten Kraftwerksausfalles jedoch deutlich niedriger, entsprechend ist die Absicherung weniger teuer. Zudem kann der Vermarkter der Option 1 aufgrund des Merit-Order-Effekts davon ausgehen, dass die Strompreise am Day-Ahead-Markt systematisch immer dann, wenn seine FEE-Anlage „ausfällt“, höher sind als zu den übrigen Zeiten.

Daher können Betreiber von FEE-Anlagen im Gegensatz zu Betreibern konventioneller Anlagen nicht vom Merit-Order-Effekt auf den Kurzfristmärkten profitieren. FEE-Anlagen erfahren dadurch vielmehr einen systematischen Nachteil in der Terminvermarktung ihrer Stromerzeugung.

Auch die Pläne der Strombörse EEX, einen Terminkontrakt für die sonnenreichen Mittags- und frühen Nachmittagsstunden (10-16 Uhr) einzuführen (EEX 2013)¹⁷ bestätigen eher die voranstehende Analyse. Der sogenannte „Phelix Sun Peak Future“ soll als Absicherungsprodukt gegen das Risiko auf Preis und Erzeugung dienen, ausgelöst durch den Verkauf von PV-Strom auf den kurzfristigen Märkten. Ein solches Produkt entspricht dem klassischen Ansatz nach dem Modell der Option 2, also für die Risikoabsicherung eines ‚klassischen‘ Produkts gegen den Merit-Order-Effekt. Dieser Marktreaktion zufolge wird nach derzeitigem Stand Option 2 der Option 1 vorgezogen.

¹⁷ Das Produkt sollte noch 2013 eingeführt werden, mit Stand vom 13. Dezember ist dies jedoch noch nicht erfolgt.

Der Terminhandel stellt sowohl für Erzeuger als auch für Nachfrager von und für Endkunden das zentrale Instrument zur längerfristigen Preisabsicherung im Stromhandel dar. Der Spotmarkt (Day-Ahead und Intraday) dient dazu, über den Kraftwerkseinsatz auf (Viertel-)stündlicher Basis zu entscheiden und entsprechend zur Optimierung der Erlöse. Wie gezeigt, haben FEE-Anlagen hier einen systematischen Nachteil. Entsprechend besteht das hohe Risiko, dass FEE weiterhin überwiegend nur auf Spotmärkten gehandelt werden können. Ihren Preisvorteil der sehr niedrigen Grenzkosten können sie hier jedoch nicht zu ihren eigenen Gunsten ausspielen – vielmehr wirkt dieser als Optimierungsmöglichkeit für die Erlöse von Erzeugern, die ihren konventionellen Strom auf Termin abgesichert haben.

Zur Vermarktung am Day-Ahead-Markt

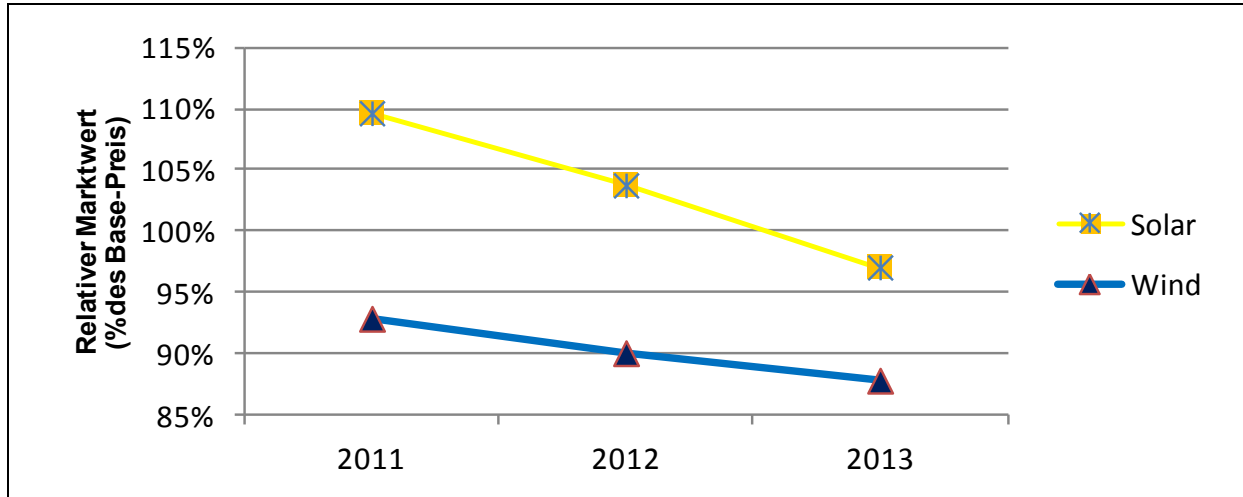
Der Handel am Day-Ahead-Markt erfolgt im Rahmen einer Einheitspreisauktion. In diesem Rahmen bieten alle Marktteilnehmern zu ihren individuellen Grenzkosten. Die Kosten des Kraftwerks, das gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, setzen den Preis für alle zum Zuge kommenden Anbieter. FEE haben grundsätzlich Grenzkosten von nahezu null Euro bzw. im Rahmen der gleitenden Marktprämie individuelle Grenzkosten im negativen Bereich. Die Preise, die FEE erwirtschaften können, sind umso höher, je teurer die Kosten des preissetzenden Grenzkraftwerkes sind. Umgekehrt sorgen sie aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit ihrer Erzeugung für Preissenkungen.

Der Merit-Order-Effekt (Sensfuß und Ragwitz 2007) bezeichnet die Wirkung zunehmender Einspeisung aus EE mit Grenzkosten nahe null auf das durchschnittliche Strompreisniveau. Sofern die Nachfrage nicht im selben Maße zunimmt, werden hierdurch Kraftwerke mit höheren Grenzkosten als erstes verdrängt; das Ergebnis ist, dass der Preis an einem Auktionsmarkt wie dem bestehenden Day-Ahead-Markt sinkt, weil nun ein günstigeres Kraftwerk den Preis setzt. Derselbe Effekt würde erzielt, wenn nicht das Angebot grenzkostenarmer Erzeugung zunähme, sondern die Nachfrage zurückginge. Je mehr Strom aus Wind und PV also in einer Stunde (bzw. in einem Jahr) angeboten wird, desto niedriger wird tendenziell der (durchschnittliche) Strompreis¹⁸.

Neben dem durchschnittlichen Marktpreis sind für die Bewertung zukünftiger Markterlöse von EE-Anlagen ihr so genannter relativer Marktwert und dessen Entwicklung von wesentlicher Relevanz, um die energieträgerspezifischen Erlöse abzuschätzen. Der relative Marktwert gibt an, welche Erlöse eine Wind- bzw. PV-Anlage an der Börse im Vergleich zu einer Anlage erzielt, die in jeder Stunde des Jahres gleichmäßig einspeist und daher den durchschnittlichen Börsenpreis erzielt (vgl. Kopp et al 2012). Die Entwicklung der relativen Marktwerte von 2011 bis November 2013 zeigt die folgende Abbildung.

¹⁸ Bei langfristigen Betrachtungen zum Merit-Order-Effekt ist überdies zu beachten, dass Investitionen in konventionelle Kraftwerke verringert werden oder Kraftwerke mit (zu) hohen Grenzkosten früher außer Betrieb genommen werden. Dadurch wird der Merit-Order-Effekt langfristig gedämpft.

Abbildung 5: Relativer Marktwert von Onshore Wind und PV zwischen 2011 bis November 2013



Quelle: EEX¹⁹. Eigene Darstellung, vgl. IZES et al 2013

Wie man sieht, ist der relative Marktwert insbesondere von Solarstrom aufgrund des Merit-Order-Effekts infolge des hohen Zubaus (seit Ende 2010 über 20 GW) deutlich rückläufig und lag für 2013 bereits unter 100 % des durchschnittlichen Day-Ahead-Börsenpreises. Der relative Marktwert von Windenergie geht ebenfalls zurück und liegt schon länger unter der 100%-Marke. Wenn der Merit-Order-Effekt mit steigendem EE-Ausbau weiter zunehmen wird, ist zu erwarten, dass sich auch die relativen Marktwerte von Wind und PV weiter reduzieren werden und damit auch die Wirtschaftlichkeit von Investitionen, die wesentlich auf Markterlösen basieren (vgl. auch Kopp et al. 2012).

Zur Vermarktung am Intraday-Markt

Der Intraday-Handel an der Strombörse ist als kontinuierlicher Handel konzipiert. Dies bedeutet, dass es anders als am vortägigen Handel keine Einheitspreisauktion gibt. Decken sich zwei Gebote gleicher Art, kommt es zu einem individuellen Handelsabschluss. Dies erfordert zum Einen eine höhere Handelskompetenz bei den Teilnehmern, zum Anderen fließen auch mehr Informationen in die Handelsaktivitäten mit ein.

Ist beispielsweise bekannt, dass kurzfristig ein größerer Kraftwerksblock ausgefallen ist, können die Anbieter am Intraday-Markt davon ausgehen, dass es einen Teilnehmer gibt, der kurzfristig zwingend Strom zukaufen muss, um seine Lieferverpflichtungen zu erfüllen bzw. seinen Bilanzkreis auszugleichen. Dies ermöglicht Anbietern taktische Gebote, indem sie höhere Preisforderungen stellen, da die Handelsabteilung des ausgefallenen Kraftwerks auch bereit sein wird, höhere Preise zu bezahlen.

¹⁹ Die Abbildung enthält für 2011 und 2012 auch die Daten für Offshore Wind, da bis dahin keine getrennte Ausweisung erfolgte. Der Anteil von Offshore Wind ist jedoch so gering und zudem mit Onshore Wind in einem gewissen Maße korreliert, dass hier keine starke Verzerrung zu erwarten ist.

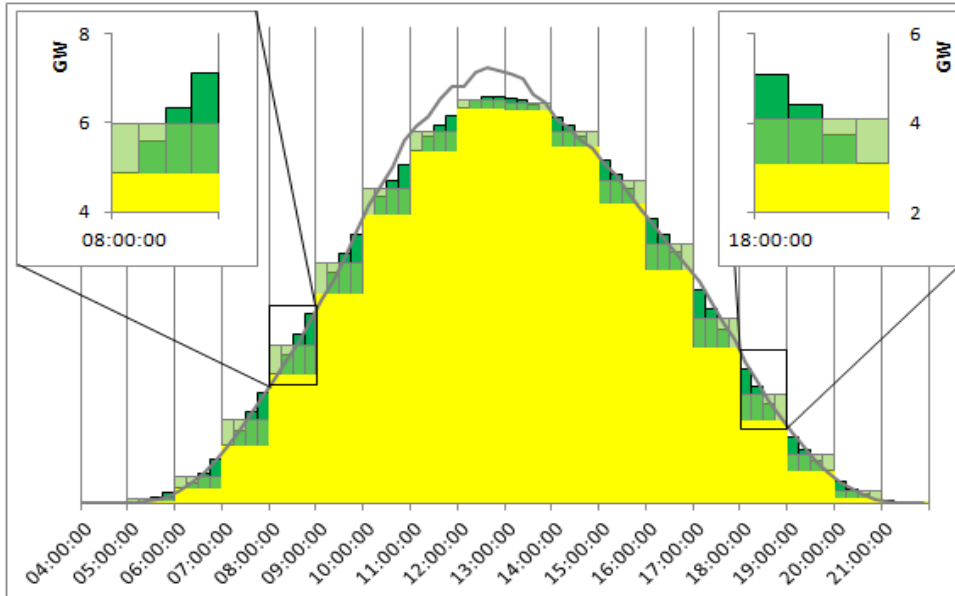
Bei der Vermarktung von FEE gibt es eine analoge Situation, insbesondere bei der Vermarktung von Solarenergie. So ist bekannt, dass das Einspeiseprofil von Solaranlagen glockenförmig verläuft und der Leistungsanstieg innerhalb einer Viertelstunde zum Teil sehr stark ist. Darüber hinaus wissen die Teilnehmer am Intraday-Markt, dass am vortägigen Handel lediglich Stundenprodukte gehandelt werden können und auch im Rahmen der Vermarktung durch die ÜNB gehandelt wurden.²⁰

Dies soll am Beispiel eines vormittäglichen Einspeiseanstiegs erläutert werden: Da am Day-Ahead-Markt für die Einspeisung aus Solarstrom von 8 bis 9 Uhr nur eine konstante Strommenge verkauft werden kann, wird in der ersten halben Stunde weniger Strom angeboten, als die Anlage tatsächlich einspeisen wird, in der zweiten halben Stunde mehr. Diese Ungenauigkeit wird der Vermarkter dann im viertelstündlichen Intraday-Handel ausgleichen wollen und müssen, um keine Bilanzkreisabweichung entstehen zu lassen. Analog zum obigen Beispiel wird auch diese Information vom Markt genutzt, da bekannt ist, dass es jemanden gibt, der zu einer bestimmten Zeit zwingend kaufen bzw. verkaufen muss.

Abbildung 6 zeigt eine beispielhafte Kurve einer PV-Einspeiseprognose sowie die jeweiligen Mittelwerte der Viertelstunden in dunkelgrün und die Mittelwerte der jeweiligen Stunde in hellgrün. Am Day-Ahead-Markt wurde entsprechend der hellgrüne Wert (im Beispiel 6 GWh in der Stunde 8 – 9) an der vortägigen Börse veräußert. Bezogen auf die Viertelstunde entstehen dadurch systematische Unterdeckungen bzw. Überdeckungen, die in der ersten bzw. letzten Viertelstunde der jeweiligen Stunde am stärksten ausgeprägt sind. Diese Über- und Unterdeckungen entstehen (nahezu) losgelöst von Prognoseabweichungen, denn der Gradient (d.h. der Steigungsanstieg) ist eine Folge des Sonnenstandes und damit in seiner Struktur immer ähnlich und vorhersehbar.

²⁰ Vgl. §1 AusglmechAV. Auch eine Direktvermarktung erfordert grds. die Vermarktung am Day-Ahead-Handel, da es (nur) dort einen Einheitspreis gibt. Eine Vermarktung großer Mengen von FEE ausschließlich am Intraday-Markt hätte aufgrund der Konzeption des Handels sowie der vorliegenden Informationen einen analogen Effekt wie den im Folgenden beschriebenen.

Abbildung 6: Beispielhafte PV-Einspeisekurve

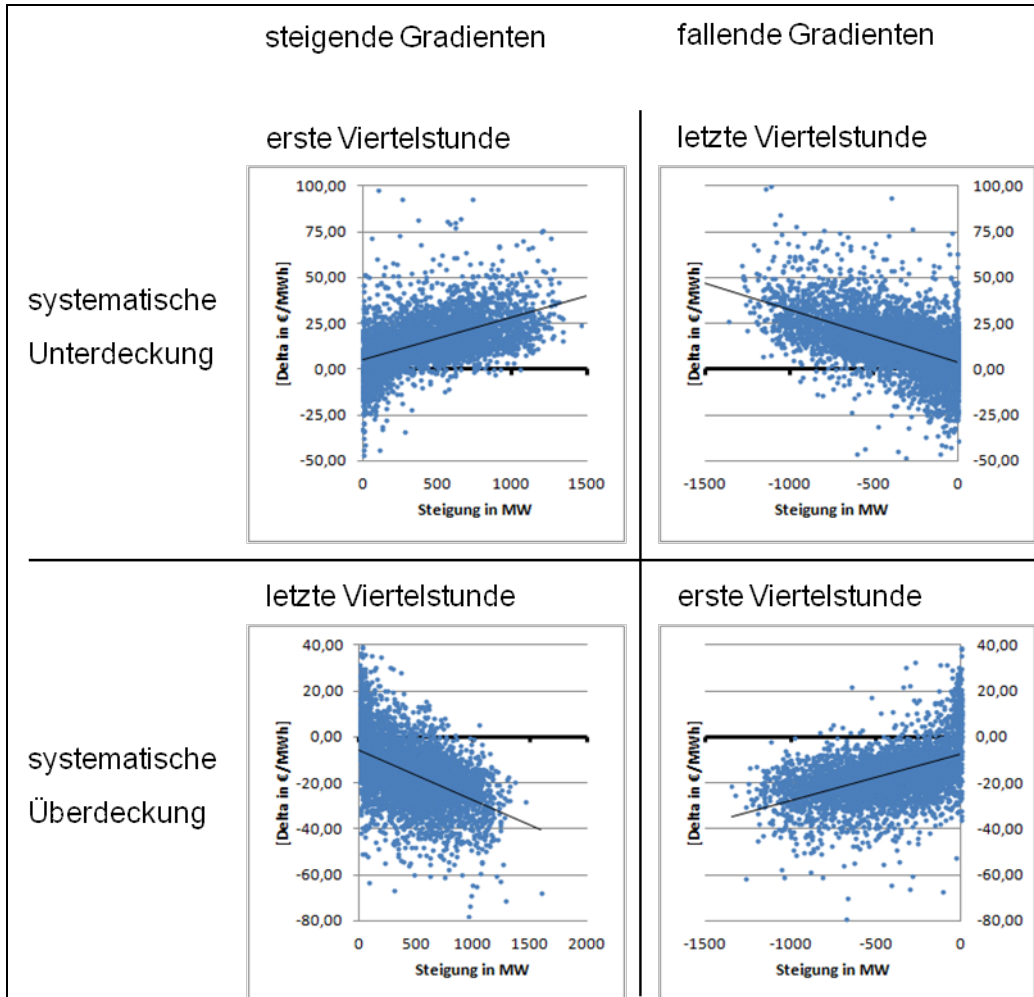


Daten: EEX, Darstellung: Izes

Um zu überprüfen, wie am Intraday-Markt auf diese Information reagiert wird, wurden die Handelsaktivitäten des Intraday Marktes vertieft analysiert. Dabei wurden nur die Stunden berücksichtigt, in denen es eine Veränderung der PV-Einspeisung gab. Um eine Vergleichbarkeit innerhalb des Betrachtungszeitraums zu gewährleisten, wurden nicht die absoluten Preise der jeweiligen Viertelstunden berücksichtigt, sondern die Abweichungen der einzelnen Viertelstunden zum jeweils mittleren Preis der entsprechenden Stunde.

Die Preisreaktionen am Intraday-Handel sind in Abbildung 7 dargestellt. Eine „Deltaabweichung“ von bspw. -20 €/MWh bedeutet somit, dass der Strom für diese Viertelstunde im Schnitt 20 € niedriger war als der mittlere Stundenpreis. Im Ergebnis zeigt diese Untersuchung über den Betrachtungszeitraum vom 01.01.2012 bis zum 15.09.2013, dass zwischen der Steigung der (erwarteten) PV-Einspeisung innerhalb einzelner Viertelstunden und dem Preis am Intraday-Markt zum (Bilanzkreis-)Ausgleich dieser Abweichungen eine Abhängigkeit vorlag. So war der Preis umso schlechter, je stärker die Einspeisung zu- oder abnahm, bzw. umso mehr Strom zwingend ge-/verkauft werden musste.

Abbildung 7: Korrelationen zwischen viertelstündlichen Intraday-Preisen und PV-Einspeisegradien zwischen 01.01.2012 und 15.09.2013



Daten: EEX, Darstellung: IZES

Entsprechend kann eine großflächige Vermarktung von FEE, deren Dargebot den Marktteilnehmern aufgrund der Prognosen näherungsweise bekannt ist²¹, am Intraday-Markt nicht zu Erlössteigerungen bei der Vermarktung von FEE führen. Im Gegenteil ist vielmehr zu erwarten und für den Beispielzeitraum gezeigt worden, dass Vermarkter konventioneller Erzeugung diesen Marktvorteil zu ihren Gunsten erlössteigernd nutzen.

²¹ Derzeit durch Veröffentlichung der ex-Ante-Prognose, aber ggf. auch durch eigene Prognosen.

Nun liegt es im Auge des Betrachters, ob aus den hier Gesagten geschlussfolgert wird, das derzeitige Marktdesign *benachteilige* FEE oder, dass das derzeitige Marktdesign eine technologische *Schwäche* der FEE offenbar macht. Letztlich ist die Antwort unerheblich – denn die hier relevanten Charakteristika der FEE (fluktuierende Erzeugung, nur kurzfristige Prognostizierbarkeit, nahezu keine Grenzkosten und hoher Gleichzeitigkeitsfaktor der Erzeugung) werden fortbestehen und wenn Wind und PV die Säulen der künftigen Energiewirtschaft bilden sollen, wird das Marktdesign daran anzupassen sein.

These 4: Bisher ist offen, ob FEE je in einem grenzkostenbasierten Markt wettbewerbsfähig werden können

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, dass grundsätzliche Zweifel bestehen, ob FEE an einem Energy-only-Markt der heutigen Gestalt jemals wettbewerbsfähig werden können, in dem Sinne, dass sie keine weitere staatlich organisierte Refinanzierung benötigen.

Auch der konventionelle Kraftwerkspark ist zum größten Teil unter Bedingungen entstanden, die sich von den heutigen stark unterscheiden. Regionale Gebietsmonopole der Versorger stellten sicher, dass keine Kunden abwandern konnten und Strompreise für Endkunden ergaben sich nicht im Wettbewerb, sondern wurden von der jeweils zuständigen Landesbehörde genehmigt. Branchenangaben zufolge hat die Tatsache, dass Strombezugsverträge nicht nur einen Arbeits-, sondern auch einen Leistungspreis hatten, entscheidend zur Refinanzierung der Anlagen beigetragen. Auch die fixe Einspeisevergütung für (F)EE kann als eine Art Leistungserlös bewertet werden, da die Gesamterzeugung einer (F)EE-Anlage über 20 Jahre einigermaßen sicher zu prognostizieren ist. Um die Refinanzierbarkeit von Investitionen in konventionelle (insbesondere Spitzenlast-)Kraftwerke gibt es in der Wissenschaft seit einigen Jahren unter dem Stichwort „missing-money“-Problem (vgl. z.B. Joskow 2006) eine Diskussion, die vielfach in die Forderung nach einem Kapazitätsmarkt mündet. Diese Diskussion soll hier nicht vertieft werden – es wird jedoch deutlich, dass die Eignung des Energy-only-Marktes auch zur Refinanzierung konventioneller Kraftwerksinvestitionen mindestens umstritten ist. Diejenigen, die den EOM für grundsätzlich geeignet halten, neue konventionelle Erzeugungskapazitäten anreizen zu können, begründen dies mit der hierfür notwendigen Bedingung von Spitzenlastpreisen, die auch höher liegen können als die Grenzkosten des letzten noch benötigten Kraftwerks (Stoft 2002)²².

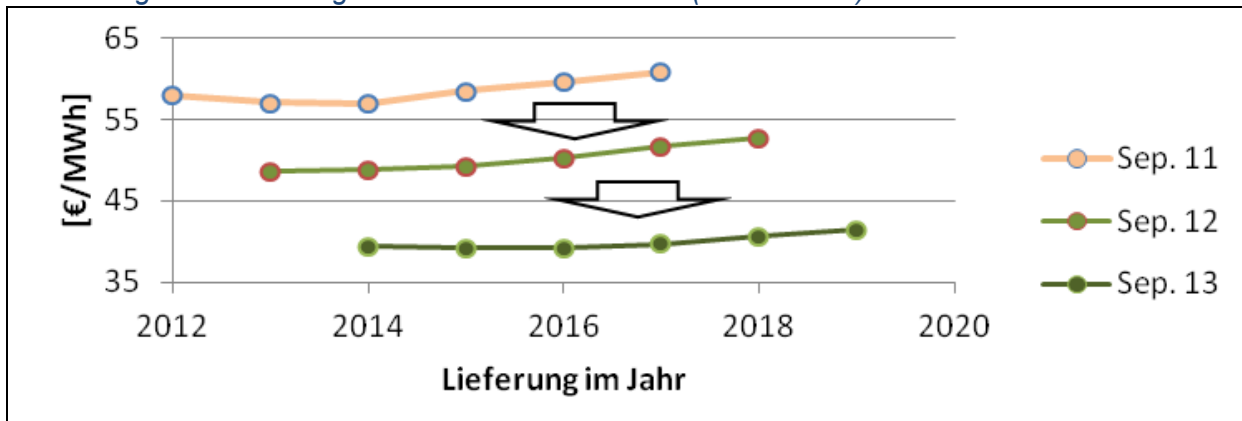
Umso mehr gilt die Frage nach der Fähigkeit des Energy-only-Marktes, ausreichend Anreize für Neuinvestitionen setzen zu können, für die Refinanzierung von Investitionen in FEE. Die hierfür erforderlichen Erlöse müssten in erster Linie durch den Verkauf von Strom am Spotmarkt, d.h. Day-Ahead- und Intraday-Markt, erzielt werden. Dabei sind für FEE-Anlagen so-

²² Für eine Diskussion über die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes unter Berücksichtigung hoher Anteile EE vgl. ZSW 2013

wohl der durchschnittliche Strompreis als auch ihr eigener relativer Marktwert²³ zu beachten. Da FEE dargebotsabhängig erzeugen, bestimmt sich ihr relativer Marktwert als Verhältnis der resultierenden dargebotsabhängigen Erlöse zum durchschnittlichen Preis. Im Gegensatz zu steuerbaren Erzeugungstechnologien können FEE-Anlagen ihren Marktwert nicht durch eine Verschiebung der Erzeugung beeinflussen – allenfalls durch die Verwendung von Speichern, was mit zusätzlichen Kosten einher geht.

Die mittelfristige Markterwartung hinsichtlich der zukünftigen durchschnittlichen Großhandelspreise (Spotmarkt) spiegelt sich in der Entwicklung der Futures wider.²⁴ Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Jahres-Base-Futures für Lieferungen in Deutschland, d.h. die Erwartungen zu Mitte September der Jahre 2011 bis 2013 mit Fälligkeitstermin zwischen 2012 und 2019.

Abbildung 8: Entwicklung der Jahres-Future-Preise (Phelix Base)



Quelle: EEX. Eigene Darstellung, vgl. IZES et al 2013

Die Entwicklung der Jahres-Futures macht deutlich, dass sich die Erwartungen an die zukünftigen Strompreise in den letzten Jahren deutlich reduziert haben. Ging man im September 2011 noch davon aus, dass der durchschnittliche Strompreis aller Stunden des Jahres 2014 um die 56 €/MWh liegen würde, lag die Erwartung an den durchschnittlichen Strompreis für 2014 im September 2013 nur noch bei rund 40 €/MWh.

Wesentliche Ursachen dieses Preisverfalls sind neben dem Verfall der CO₂-Preise und dem durch die europäische Wirtschaftskrise verursachten Nachfrageeinbruch auch in den Nachbarländern der Merit-Order-Effekt durch den deutlichen Zubau der regenerativen Erzeugungskapazitäten in Deutschland sowie der damit nicht synchron verlaufende Abbau der thermischen Erzeugungskapazitäten (s.o.). In Summe führte dies zu einem Marktzustand mit aktuellen Überkapazitäten.

²³ Andere Autoren verwenden hierfür die Bezeichnung Profilmfaktor (Sensfuß and Ragwitz 2009) oder Marktwertfaktor (Energy Brainpool 2012, Kopp et al 2012). ZSW (2013) spricht ebenfalls vom relativen Marktwert.

²⁴ Zwar zeigen einzelne langfristige Szenarien steigende Preise, jedoch lässt die Bandbreite keine hinreichend sichere Erlösprognose aus Investorensicht zu. Wohingegen der derzeitige Ausblick auf die Entwicklung der nächsten 5 Jahre keine Steigerung der Großhandelspreise erwarten lässt.

Steigende Preise für konventionelle Brennstoffe oder für CO₂-Emissionszertifikate würden zwar dafür sorgen, dass das durchschnittliche Strompreisniveau wieder ansteigt und sich auch die Rentabilität von Investitionen in FEE verbessert. Die relativen Marktwerte für Wind und PV würden jedoch weiterhin mit dem EE-Ausbau sinken, wie Kopp et al (2012) gezeigt haben. Die Autoren haben eine mögliche Entwicklung bis 2050 fortgeschrieben und zeigen, dass während der kommenden Dekaden die Erlöse von Windanlagen nicht nur fortwährend unter den Stromgestehungskosten liegen (d.h. dass kein kostendeckender Anlagenbetrieb möglich ist), sondern dass die Finanzierungslücke ab 2030 sogar noch zunehmen wird.

Auch ZSW (2013, S. 88) ist der Frage nachgegangen, ob sich EE an einem grenzkostenbasierten Markt wie dem heutigen Energy-only-Markt refinanzieren können, wenn ihre Stromgestehungskosten nur niedrig genug sinken. Sie halten dies bei FEE-Anlagen an guten Standorten für grundsätzlich möglich, allerdings unter sehr spezifischen Bedingungen:

- Grundsätzlich erwarten sie Markt-Anreize für neue EE-Anlagen nur, wenn die Erzeugungskapazität insgesamt (konventionell und erneuerbar) knapp ist. Bei Überkapazitäten entstünden dagegen keine ausreichend hohen Preisniveaus.
- Besonders wird hervorhoben, dass die Nachfrage erheblich elastischer werden und auf starke Preisdifferenzen mit einer zeitlichen Verlagerung von Stromverbräuchen reagieren müsste.
- Die Flexibilität des Stromsektors insgesamt müsse hoch sein, um die zusätzliche Einspeisung aus EE aufnehmen und ausgleichen zu können (flexibler Betrieb konventioneller Kraftwerke und von KWK, Senkung der Must-Run-Kapazität, Stromspeicher, Marktkopplung mit dem Ausland, Kopplung mit den Märkten für Wärme und Mobilität).
- Es wären deutlich höhere Preise für CO₂-Emissionszertifikate notwendig.

Ob diese Bedingungen ausreichend wären, auch Anlagen an weniger guten Standorten (die dafür z.B. näher an den Verbrauchsstandorten liegen) vollständig refinanzieren zu können, könne nicht eindeutig gezeigt werden. Nicht untersucht wurde in der Arbeit, ob diese Bedingungen dazu führen würden, dass der Wechsel von konventionellen Energieträgern zu EE hinsichtlich Umfang und Geschwindigkeit entsprechend der politischen Ziele vorangehen würde.

Die Autoren betonen dabei, dass die Anpassung des bestehenden Kraftwerksparks (vom derzeit hohen Anteil von Grundlast- zu deutlich mehr Mittel- und Spitzenlast-Kraftwerken) ohne zusätzliche Anreize nicht schnell vorangehen werde, da derzeit Grundlastkraftwerke eine wirtschaftlich deutlich bessere Situation haben als flexiblere Kraftwerke, zumal angesichts der niedrigen CO₂-Preise. Solange der Anteil inflexibler Anlagen jedoch noch hoch sei, werde der Merit-Order-Effekt noch verstärkt, der die Rentabilität ja gerade von FEE erheblich verschlechtert.

Eine echte, eines Tages selbsttragende Systemtransformation setzt voraus, dass Investitionen in EE im Regelfall attraktiver sein müssten als in konventionelle Anlagen. Bisher gibt es keine Arbeiten, die dies bezogen auf hohe Anteile von Wind und PV untersucht haben und zu eindeutigen Antworten gekommen sind. Entsprechend werden FEE heute mit einer Marktintegration nach dem Prinzip des Marktprämienmodells unter Inkaufnahme der hier dargestellten Nachteile in einen Markt integriert, von dem zum heutigen Zeitpunkt offen ist, ob EE-Investitionen hier - selbst zu einem Zeitpunkt, an dem EE-Stromgestehungskosten

unter denen konventioneller Anlagen liegen – überhaupt rentabel, geschweige denn attraktiver, sein werden als in konventionelle Energien.

These 5: Das Marktprämienmodell schwächt FEE-Anlagenbetreiber zugunsten eines entstehenden Direktvermarkter-Oligopols

In der Fixvergütung durch das EEG haben Betreiber nicht nur einen Einspeisevorrang, ihr regionaler Netzbetreiber hat auch eine Abnahmeverpflichtung. Entsprechend braucht sich der Betreiber keinen Abnehmer des erzeugten Stroms suchen und seine Erlöse sind nicht von seiner Verhandlungsposition gegenüber seinem Abnehmer abhängig. Die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell lohnt sich bei einzelnen Anlagen bzw. kleinen Anlagenportfolios kaum. Hierfür haben sich spezialisierte Dienstleister herausgebildet, die für kleinere Betreiber die Vermarktung übernehmen. Denn die Kosten im Rahmen der Direktvermarktung sind stark geprägt von Skaleneffekten. So sind ein Großteil der Vermarktungskosten Fixkosten. Die Prognoseerstellung und insbesondere der Prognoseausgleich erfolgt über das Gesamtportfolio, sodass die anlagenspezifischen Kosten mit jeder zusätzlichen Anlage abnehmen. Daher können etablierte Energieversorger nicht nur ihre eigenen Anlagen über ihre ohnehin bestehende Handelsabteilung vermarkten, sondern diese Dienstleistung auch für kleinere unabhängige Betreiber anbieten.

Aufgrund der hohen Skaleneffekte ist eine nicht unwesentliche Marktkonzentration zu erwarten, welche bei Wind Onshore bereits im Januar 2013 die Kriterien erfüllte, die im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen für eine Marktmachtvermutung formuliert sind²⁵: die drei größten Anbieter haben zusammen einen Marktanteil von 50%, die fünf größten von 64%.

Tabelle 2: Marktkonzentration bei der Direktvermarktung von Wind Onshore

Unternehmen, gereiht nach Größe des Windportfolios	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Rest	Summe
Windleistung im Portfolio (MW)	7300	2427	2400	1700	1600	884	526	500	480	6366	24183
Anteil an der Gesamtleistung in der Direktvermarktung	0,30	0,10	0,10	0,07	0,07	0,04	0,02	0,02	0,02	0,26	1
Aufsteigend kumulierter Anteil an der Gesamtleistung in der Direktvermarktung	0,30	0,40	0,50	0,57	0,64	0,67	0,70	0,72	0,74	0,26	1

Quelle: Energie & Management v. 1.3.2013, eeg-kwk.net. Anmerkung: die oberste Zeile nennt anstelle der Namen der Unternehmen ihren Rang, gemessen am Umfang des von ihnen vertriebenen Windportfolios.

²⁵ §18 GWB 2013

Entsprechend befinden sich gerade die großen Direktvermarkter in einer guten Verhandlungsposition gegenüber den Betreibern: ihr großes Portfolio erlaubt z.B. eine bessere Prognoseerstellung als das kleinerer Direktvermarkter. Entsprechend wird ein Betreiber, der eine größere Leistung in dieses Portfolio einbringen will, sehr wahrscheinlich bessere Konditionen erhalten als ein kleiner Betreiber, der nur eine oder wenige Anlagen einbringt. In den Workshops wurde diskutiert, ob es bei FEE eine Leistungsgrenze für PV-Anlagen gibt, unterhalb derer es für einen Direktvermarkter eher unattraktiv wäre, sie aufzunehmen. Relativ einhellig wurde eine Grenze von rund 500 kW Leistung für plausibel gehalten. Ein Großteil der installierten PV-Anlagen hat jedoch eine deutlich kleinere Leistung. Sehr wahrscheinlich ist also ein „Rosinenpicken“ der Direktvermarkter zu erwarten, mit einer Präferenz insbesondere für größere Anlagen, deren Einspeisung sich etwas gegenläufig zum jeweils aktuellen Durchschnitt der FEE verhält (um durch die Einspeisung auch während höherer Preisphasen Erlöse erzielen zu können).

Energy Brainpool (2013) betont, dass sich eine verpflichtende Direktvermarktung (bei einer Streichung der Managementprämie, da Vermarktungskosten gesunken sind und es für Neuanlagen mangels Alternative keinen Anreiz mehr braucht, in die Marktprämie zu wechseln) wahrscheinlich als Verlagerung potentieller Erlöse vom Anlagenbetreiber zum Vermarkter auswirken würde. Gegenwärtig können die Anlagenbetreiber ohne Direktvermarktung eine Vergütung nach EEG erzielen. Das ist in der Verhandlung mit Direktvermarktern ihre Alternative, d.h. wenn Direktvermarkter nicht mehr bezahlen, schließen die Anlagenbetreiber keinen Vertrag ab. Mit einer verpflichtenden Direktvermarktung entfällt diese Alternative für Neuanlagen. Die Verhandlungsposition dieser Anlagenbetreiber wird dadurch geschwächt. Dadurch sind für diese Anlagenbetreiber ungünstigere Vertragsabschlüsse zu erwarten. Sie sind allein auf den Wettbewerb zwischen Direktvermarktern angewiesen. Bei einer hohen Konzentration von Direktvermarktern, ist zu befürchten, dass Direktvermarkter ihre gestärkte Verhandlungsposition zu ihren Gunsten nutzen können. Deshalb ist zu erwarten, dass der Anteil, den Direktvermarkter am Finanzierungsmechanismus für FEE-Anlagen erhalten, steigt. Würde die Managementprämie wegfallen, entstünde zudem für die Vermarkter das Risiko echter Verluste, die sie aller Wahrscheinlichkeit nach zum Teil an die Anlagenbetreiber weitergeben würden.

Eine weitere Stärkung würden Direktvermarkter durch ein verpflichtendes Marktprämienmodell erfahren, wenn die EEG-Fixvergütung als Rückfall-Sicherheit nicht mehr zur Verfügung stünde (vgl. auch die folgende These). Entsprechend würden Kredite von den finanzierenden Banken nicht mit Blick auf die – heute grundsätzlich verfügbare – EEG-Vergütung kalkuliert, sondern im Hinblick auf die Erfolgchancen der Direktvermarktung. Auch wenn es unwahrscheinlich erscheint, dass Direktvermarktungs-Verträge analog zum EEG über eine Dauer von 20 Jahren abgeschlossen werden, stellt auch eine Vertragsdauer von einigen Jahren für die Kreditvergabe einen wichtigen Faktor dar. Entsprechend dürften Kreditgeber die Bonität von Direktvermarktern bewerten und damit weiter zu einer Stärkung bereits großer, finanzstarker Unternehmen beitragen. Denn ein Ausfall oder eine Zahlungsverzögerung beim Direktvermarkter führt dann unmittelbar zu nicht ausgleichbaren Erlösausfällen beim Betreiber der EE-Anlage.

Für Bestandsanlagen gilt, dass eine Streichung der Managementprämie sehr wahrscheinlich dazu führen würde, dass die Anlagenbetreiber zurück zur festen Einspeisevergütung wechseln. Denn bisher stellte die Beteiligung – die Diskussionen auf den durchgeführten Workshops haben diese Einschätzung bestätigt – an den zusätzlichen Einnahmen aus der Managementprämie für Anlagenbetreiber die wesentliche Motivation für einen Wechsel in das Marktprämienmodell dar. Fällt diese Einnahme weg, müssten Direktvermarkter ihre eigenen Vermarktungskosten aus Vermarktungs- und Prämienerelösen – auf der Basis möglicherweise gekürzter EEG-Sätze – bestreiten und darüber hinaus Mehrerträge generieren, die auch für Betreiber von Bestandsanlagen ein attraktives Angebot erlauben, damit sie von der festen Einspeisevergütung in das Marktprämienmodell wechseln. Welche Strategien das sein könnten, ist bisher offen und hängt auch stark davon ab, wie die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Eigenstromerzeugung aussehen, was etwa die Einbindung von virtuellen Kraftwerken in die Portfolien von Direktvermarktern angeht. Dass der zusätzliche Druck auf Direktvermarktung wieder zu einer breiteren Anbieterstruktur führt, erscheint aus heutiger Perspektive als unwahrscheinlich.

These 6: Eine verpflichtende Direktvermarktung erhöht die Risiken neuer Projekte

Für die Finanzierung neuer EE-Anlagen hat der Ausblick auf die Höhe und Sicherheit kommender Erlöse entscheidende Folgen. Derzeitige Onshore-Wind-Anlagen werden Branchenangaben zufolge mit Eigenkapital-Anteilen von 20% oder noch weniger finanziert. Der verbleibende große Rest ist entsprechend durch Kredite abzudecken, deren Zinshöhe und –bedingungen eine entscheidende Rolle für die Realisierbarkeit von Investitionen spielen. Bei Freiflächen-PV liegt der Eigenkapital-Anteil mit ca. 25% etwas höher.

Stellen die Erlöse aus der EEG-Fixvergütung nicht mehr die grundsätzlich über 20 Jahre verlässliche Fallback-Option zur Sicherung der Kreditrückzahlung dar, wird allgemein erwartet, dass Kreditgeber einen höheren Eigenkapital-Anteil einfordern und sich die Zinsen für Fremdkapital erhöhen, oder eine Kreditvergabe generell abgelehnt wird. Interessierte Investoren müssten also über größere Finanzmittel verfügen, für kleinere Betreiber wäre dies ein klarer Nachteil.

Allerdings ist hier zwischen einer gleitenden und den beiden Varianten einer fixen Prämie zu unterscheiden. Bei der gleitenden Marktprämie müssen Kreditgeber vor allem das Risiko bewerten, das aus der Insolvenz eines kontrahierten Direktvermarkters resultieren kann, denn die gleitende Marktprämie wird nur für tatsächlich eingespeisten Strom bezahlt. Kann ein Erzeuger aufgrund der Insolvenz seines Vermarkters während einiger Zeit nicht vermarkten und damit einspeisen, entfallen für diesen Zeitraum entsprechend nicht nur die Vermarktungs-, sondern auch die Erlöse aus der Prämie. Gegebenenfalls ließe sich das über eine staatliche (bzw. staatlich organisierte) Rückfall-Garantie für Betreiber abmildern, die im Fall der Insolvenz des kontrahierten Vermarkters einspringt.

Das Risiko sinkender Strompreise (und damit sinkender Erlöse aus der Vermarktung) wird durch die gleitende Marktprämie in einem hohen Maße ausgeglichen. Entsprechend sind hierfür durch Kreditgeber wohl keine erhöhten Risikoprämien zu kalkulieren.

Im Fall einer fixen Markt- oder Kapazitätsprämie ist dies anders. Hier prognostiziert der Investor vorab die Strompreisentwicklung und leitet daraus die erwarteten Erlöse ab. Entwickelt sich das Strompreisniveau anschließend anders als vorab prognostiziert, gehen resultierende Erlösausfälle vollständig zulasten des Investors – ebenso wie höhere Erlöse vollständig zugunsten des Investors gehen und nicht die EEG-Umlagezahler durch eine Reduktion der Prämien entlasten. Um Kreditgeber zu überzeugen, dürften Investoren die Strompreisentwicklung daher eher konservativ einschätzen. Dennoch bleibt – betrachtet über einen Refinanzierungszeitraum von 15 bis 20 Jahren – ein erhebliches Risiko, das bei der Kreditvergabe entsprechend berücksichtigt werden dürfte. Branchenangaben zufolge könnten Banken beispielsweise ablehnen, Vermarktungserlöse überhaupt als sichere Einkünfte zugrunde zu legen, und vielmehr alleine die Einkünfte aus den Prämienzahlungen berücksichtigen.

Gespräche mit Experten im Rahmen des Projektes haben ergeben, dass schon für den Fall einer verpflichtenden Direktvermarktung über eine gleitende Marktprämie eine Erhöhung des Eigenkapitalanteils um 10 Prozentpunkte erwartet wird. Zudem werden erheblich höhere Eigenkapitalrenditen für erforderlich gehalten, um die sich neu ergebenden Risiken absichern zu können. Bei fixen Prämien wird ein noch einmal deutlich höherer Eigenkapitalanteil für notwendig gehalten.

Gestiegene Kapitalkosten machen entsprechende Investitionen insgesamt teurer (sofern nicht vorher bestehende hohe Margen reduziert werden können) und wirken sich letztlich auf die Höhe der EEG-Umlage aus²⁶. Fraglich ist insbesondere, ob die Einsparungen infolge eines verstärkten Vermarktungsdrucks höher sind als die sich im selben Zuge erhöhenden Kapitalkosten. Wenn das nicht der Fall ist, hätte man zwar Wettbewerb um die Vermarktung von EE-Strom eingeführt, letztlich jedoch mit dem Ergebnis einer Erhöhung der EE-Ausbaukosten, nicht einer Verminderung.

These 7: Die für das Gesamtsystem relevante Prognosequalität wird durch Direktvermarktung nicht verbessert

Vielfach wird argumentiert, ÜNB, welche die EE-Mengen am Day-Ahead-Handel vermarkten, hätten keinen Anreiz zu sehr guten Prognosen der FEE-Erzeugung. Direktvermarkter würden demgegenüber besser prognostizieren und damit den Bedarf an Energie zum Ausgleich von Fehlprognosen reduzieren.

Der Handel von konventionellem und erneuerbarem Strom erfolgt anhand von Prognosen. Dabei zu unterscheiden sind unterschiedliche Prognosezeitpunkte und –güten. Für den Handel am Day-Ahead-Spotmarkt ist eine vortägige Prognose notwendig, die bei FEE im Wesentlichen anhand von Wetterdaten erstellt wird, die umso genauer ist, je mehr Anlagen in

²⁶ Auch die Beschaffung der Komponenten kann durch eine verpflichtende Direktvermarktung erschwert werden. Branchenangaben zufolge fordern Hersteller von Windturbinen z.B. , dass vor Vertragsschluss über die Herstellung und Lieferung einer Turbine die Finanzierung für die betreffende Windenergieanlage gesichert ist. Verzögert sich diese aufgrund der schwierigeren Rahmenbedingungen, wirkt sich dies auf die Komponenten-Beschaffung aus und damit auf das Investitionsverhalten.

einem Pool sind („Durchmischung“). Denn hier gleichen sich Prognosefehler zunächst untereinander aus, bevor sie extern (im Intraday-Handel oder durch Ausgleichsenergie) ausgeglichen werden müssen. Es ist allerdings zu beachten, dass die ÜNB-Vortagsprognose grundsätzlich nicht nur die von den ÜNB treuhänderisch vermarkteten EE-Mengen beinhaltet, sondern alle Einspeisungen, die einen Anspruch auf EEG-Vergütung haben, als feste Einspeisevergütung oder als eine der Varianten der Direktvermarktung.

Als ersten bereits erreichten Vorteil der gleitenden Marktprämie nennen Klobasa et al (2013, 5): „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.“ Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass die größeren Direktvermarkter ihre Portfolio-Prognose als weniger zuverlässig einschätzen als die der ÜNB und dass die Prognose der kleineren Anbieter entsprechend schlechter ist.

Jenseits der hier wiedergegebenen Selbsteinschätzung der Direktvermarkter liegen keine Daten für wissenschaftlich belastbare Vergleiche der Prognosequalität von ÜNB und Direktvermarktern vor. Zum Vergleich zwischen ÜNB- und Direktvermarkter-Prognosen ist zudem anzumerken, dass in der Praxis die zugrundeliegenden meteorologischen Analysen in beiden Fällen vorwiegend von (denselben) externen Dienstleistern eingekauft werden. Ein Vergleich der Prognosequalität von ÜNB und Direktvermarktern wäre auch insofern schwer zu erstellen, da es von zahlreichen Anlagen keine Ist-Daten gibt und die Fehlerabweichung dann nicht präzise quantifiziert werden kann. Dies betrifft solche Anlagen, bei denen bislang keine Infrastruktur zur Leistungsmessung in Echtzeit installiert ist, da für die Fix-Vergütung nach EEG die reine Erfassung der nach und nach erzeugten Strommenge ausreichend ist, ähnlich wie bei der Erfassung des Stromverbrauchs eines normalen Haushalts. Insbesondere gilt dies damit für die große Zahl kleinerer PV-Anlagen.

Je kürzer der Abstand zwischen Prognose und der eigentlichen Stromerzeugung, desto genauer werden die Prognosen. Dies gilt umso mehr, wenn die meteorologischen Informationen mit Ist-Daten der Erzeugung der konkret zu prognostizierenden FEE-Anlagen verglichen werden können. Da diese Ist-Daten derzeit nur den Anlagenbetreibern und bei entsprechenden Vereinbarungen den Direktvermarktern zur Verfügung stehen, ist bei einem Ausbau entsprechender Mess- und Datenübertragungssysteme seitens der Direktvermarkter davon auszugehen, dass sich deren untertägige Prognosen zunehmend verbessern. So kann diese Informationsasymmetrie dazu führen, dass die Intraday-Prognosen der Direktvermarkter nach und nach besser werden als die der ÜNB. In der Folge stehen dem untertägigen Handel der Direktvermarkter genauere Daten zur Verfügung, so dass diese Prognosefehler des Vortags durch Intraday-Handel besser ausgleichen können als der treuhänderisch vermarktende ÜNB.

Für den Stromhandel hat die ÜNB-Vortagsprognose allerdings eine große Bedeutung, da viele Kraftwerkseinsatzentscheidungen im Grundsatz am Vortag getroffen werden und durch Ergebnisse des Intradayhandels lediglich angepasst werden. Insofern wäre es aus gesamtsystemischer Sicht insbesondere wichtig, die Vortagsprognosen zu verbessern, damit der

konventionelle Kraftwerkspark (und ggf. die Nachfrage) besser auf die Schwankungen der FEE reagieren können.

Ob, wie bspw. von Klobasa et al (2013) beschrieben, die Marktprämie alleiniger Auslöser für einen Ausbau der Echtzeitmessung war, kann überdies bezweifelt werden. Vielmehr ist zu vermuten, dass eine Änderung der Berechnungssystematik des Ausgleichsenergiepreises (reBAP) und die Bindung an den Intraday-Preis eine Ist-Messung aus Gründen der Kostenminimierung notwendig gemacht hat. Die Direktvermarktung und die damit verbundene Bilanzkreisverantwortung bedingt zwar die Reaktion, ursächlich ist jedoch die regulatorische Anhebung der Ausgleichsenergiepreise.

Entsprechend könnte auch eine Auflösung der Informationsasymmetrie zugunsten der ÜNB (bzw. eines anderen treuhänderischen Vermarkters) sinnvoll sein. Denn es ist kein allgemeiner Grund erkenntlich, weshalb vorliegende²⁷ Messdaten der Ist-Erzeugung von FEE-Anlagen nicht auch den ÜNB zur Verfügung gestellt werden könnten, um deren Prognosen zu verbessern. Und sollten die Prognosen der ÜNB allgemein als unzureichend eingeschätzt werden, ließe sich auch über stärkere Anreize für diese nachdenken, etwa über die Kosten für Ausgleichsenergie.

These 8: Das Marktprämienmodell setzt kaum Anreize für eine systemdienliche Anlagen-Auslegung

Weiter oben wurde bereits die Frage betrachtet, ob das Marktprämienmodell Anreize setzt, bereits bestehende Anlagen systemdienlicher zu *betreiben*, und mit nein beantwortet, da FEE-Anlagenbetreiber im Wesentlichen die Möglichkeit haben, Anlagen abzuschalten, nicht jedoch, die Leistung gezielt zu erhöhen.

Hier soll dagegen der Frage nachgegangen werden, ob Strompreissignale durch das Marktprämienmodell Investoren sinnvolle Hinweise geben, wie neue Anlagen auszulegen sind, so dass der in ihnen erzeugte Strom systemdienlich, d.h. für das Gesamtsystem von hohem Nutzen ist. Unter systemdienlich wird hierbei verstanden, dass die Anlagen sich in ein künftiges Stromsystem mit einem hohen Anteil von FEE-Anlagen gut einfügen, ohne dass z.B. signifikante Mengen an Überschussstrom produziert werden. Dazu gehören auch die Optimierung der Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie die Berücksichtigung einer kosteneffizienten Netzinfrastruktur. Die zugrundeliegende Annahme ist, dass Strompreise anzeigen, wann Strom besonders wertvoll ist und Investoren dann entsprechend vorrangig Anlagen errichten, die in diesen Stunden fähig sind, Strom zu liefern.

Die Frage, ob Strompreissignale insbesondere dazu anreizen, neue Anlagen in Netzregionen ohne Engpässe zu errichten, kann schnell beantwortet werden: nein, denn Deutschland und Österreich bilden im Handel eine übergreifende Preiszone, innerhalb derer keine Preisunter-

²⁷ Ob sich dafür der Aufwand z.B. auch bei kleinen, bisher nicht direktvermarkteten PV-Anlagen lohnt, die entsprechende Mess- und Kommunikationstechnik zu installieren, wäre gesondert zu beantworten.

schiede bestehen. Der Stromhandel geht damit implizit davon aus, es gebe keine Engpässe beim Stromtransport²⁸.

Die eine häufig erwähnte Umsetzung einer systemdienlichen Anlagenauslegung ist eine Ost-/West-Ausrichtung von PV-Anlagen anstelle einer Südausrichtung, um die Solarstromeinspeisung zeitlicher etwas mehr zu verteilen. Die andere häufig genannte Realisierung ist die Errichtung von sog. Schwachwindanlagen, die größere Rotoren und kleinere Generatoren aufweisen, und ebenfalls gleichmäßiger einspeisen, da sie bereits bei schwächeren Windverhältnissen Strom erzeugen, und keine so hohe Leistungsspitze aufweisen wie Starkwindanlagen. Beide Auslegungen führen tendenziell zu einer geringeren Gesamtstromerzeugung der einzelnen Anlagen, da die Mehrererzeugung von Strom während höherer Strompreisphasen nicht ausreicht, die Mindererzeugung beispielsweise einer nach Westen ausgerichteten PV-Anlage während der Mittagszeit zu kompensieren. Entsprechend sind derartige Auslegungen nach der EEG-Fixvergütung häufig weniger attraktiv, da diese einen Anreiz setzt, insgesamt möglichst viele Kilowattstunden zu erzeugen.

Die Errichtung einer Windenergie-Anlage dauert inkl. Planung etwa drei bis vier Jahre, bei einer PV-Anlage sind es eher Monate bis mehr als ein Jahr. Entsprechend müssten die Strompreissignale aus der Planungsphase so nachhaltig sein, dass sie für den Investor Hinweise geben, die nicht nur nach Abschluss der Planungs- und Bauphase einer Anlage gültig sind, sondern während ihrer gesamten Amortisationszeit von üblicherweise rund 20 Jahren.

Um zu ermitteln, welche Anlagenauslegung die Vermarktungserlöse maximiert, muss der Börsenpreis in zeitlicher Auflösung über die Lebensdauer der Anlage geschätzt werden, (wobei weiter in der Zukunft liegende Erlöse aufgrund der Diskontierung geringer gewichtet werden). Die Entwicklung des durchschnittlichen Börsenpreisniveaus und dessen Volatilität hängt allerdings von einer Vielzahl von schwer zu prognostizierenden Faktoren ab, wie die zahlreichen jüngst aufgegebenen bzw. unwirtschaftlichen neuen Kraftwerksprojekte im konventionellen Sektor gezeigt haben. Dies ist besonders schwierig bei langen Vorlauf- und auch Amortisationszeiten von Investitionen, wie es in der Energiewirtschaft der Regelfall ist.

Umso unsicherer sind allerdings Strompreisprognosen über rund zwei Dekaden hinweg, wenn der betreffende Zeitraum mitten in einer grundlegenden Systemtransformations-Phase liegt. Relevante Faktoren sind daher nicht nur die Preisentwicklung bei Steinkohle und Erdgas, sondern auch von CO₂-Zertifikaten, die Entwicklung des fossil-nuklearen Kraftwerksparks samt der möglichen Einrichtung von Kapazitätsmechanismen, der Ausbaupfad erneuerbarer Energien und deren technologische Zusammensetzung und Kostenstruktur. Die in diesem Umfeld erstellten Strompreisprognosen müssen schließlich nicht nur einen potentiellen Investor überzeugen, sondern auch Fremdkapitalgeber. Diese Unsicherheit gilt auch für andere Strommarkt-Akteure. Ist sie im Fall von FEE jedoch zu hoch, werden die Investi-

²⁸ Auch Netzanschluss- und Netzentgelte, die die Standortwahl beeinflussen könnte, existieren in Deutschland nicht. Allerdings könnten regelmäßige Netzengpässe in bestimmten Abschnitten die Standortwahl beeinflussen, da ein potentieller Anlagenbetreiber dann häufigeres Abregeln durch den Netzbetreiber zu gewärtigen hat. Relevant ist dann, inwiefern hierfür Entschädigungen gezahlt werden.

onen schlicht nicht getätigt, die für die Erreichung der politisch beschlossenen EE-Ausbauziele erforderlich sind.

Da ein wesentlicher Faktor für die Erlöslage bei Wind und PV darin besteht, möglichst häufig zu anderen Zeiten Strom zu erzeugen als die übrigen FEE – damit der Merit-Order-Effekt die eigenen Erlöse weniger reduziert – müssen zudem Prognosen darüber angestellt werden, welche zeitliche (und ggf. räumliche) Einspeisestruktur die übrigen bereits bestehenden und während der Anlagenlebensdauer der eigenen Anlage hinzukommenden fremden FEE-Anlagen haben. Wie hierüber Vorhersagen getroffen werden sollen, die ausreichend belastbar sind für eine Investitionsentscheidung, ist heute nicht ersichtlich – zumal, da alle interessierten Betreiber neuer Anlagen Strategien verfolgen dürften, mit ihrer Einspeisung abseits des „Mainstreams“ zu bleiben.

Hinzu kommt die Frage, welcher Anteil der Erlöse künftig börsenabhängig sein soll und welcher durch die staatlich organisierte gleitende oder fixe Prämie bereit gestellt wird. Bei der optionalen gleitenden Marktprämie spielen diese Überlegungen keine Rolle, da die EEG-Fixvergütung grundsätzlich als Fallback-Option bereit steht und damit die Investitionsüberlegungen dominieren wird. Im Fall einer verpflichtenden gleitenden Marktprämie nach derzeitigem Muster gilt, dass eine FEE-Investition dann rentabel²⁹ wäre, wenn die Vermarktungserlöse mindestens so hoch sind wie die des Anlagendurchschnitts (da die Marktprämie die Differenz zwischen diesem Durchschnitt und der EEG-Fixvergütung ausgleicht). Ob eine andere Anlagenauslegung sinnvoll ist, um auch in höherpreisigen Stunden einspeisen zu können, hängt dann von eventuellen Zusatzkosten dieser alternativen Auslegung ab und vor allem davon, als wie sicher der Investor es einschätzt, dass nicht andere neu hinzukommende Anlagen ebenfalls versuchen, in den betreffenden Stunden Strom einspeisen zu können. Dies sei am Beispiel einer Westausrichtung einer PV-Anlage verdeutlicht: nach heutiger Strompreisstruktur könnte es sinnvoll sein, eine PV-Anlage nach Westen ausgerichtet aufzustellen, da hier oft höhere Strompreise vorliegen als zum bisherigen mittäglichen Einspeisepeak. Doch dies gilt nur so lange, wie nicht zahlreiche andere neue PV-Anlagen ebenfalls nach Westen ausgerichtet werden und dann gemeinsam über den Merit-Order-Effekt hier ebenfalls für sinkende Preise sorgen.

Bei einer fixen, d.h. vorab definierten Marktprämie erwarten Branchenschätzungen, dass diese derzeit insgesamt rund 80% der Investitionskosten abdecken müsste, andernfalls wäre das resultierende Risiko so groß, dass sich keine Investitionen mehr einstellen würden. Das bedeutet, dass die Stromverkaufserlöse lediglich rund 20% der Gesamterlöse darstellen würden. (Sehr schwer zu prognostizierende, s.o.) Schwankungen innerhalb dieser 20% fallen für Investitionsentscheidungen dann jedoch kaum noch ins Gewicht. Auf einem vom Think Tank Agora Energiewende veranstalteten Fachgespräch im Juli 2013 wurde dies durch Einschätzungen aus der Praxis bestätigt: So konnten Windanlagen an Standorten mit einer atypischen Einspeise-Charakteristik zwar einen wirtschaftlichen Vorteil erzielen, deren Höhe betrug aber maximal wenige Prozent der Vermarktungserlöse (Agora 2013, S. 13).

²⁹ Unter der Annahme, dass die EEG-Fixvergütung so festgelegt ist, dass sie gerade eine rentable Investition ermöglicht.

Entsprechend bestünde eine risikoarme Strategie derzeit wahrscheinlich darin, ganz wie bisher die Zahl der erzeugten Kilowattstunden zu maximieren, und weniger, gezielt eine Einspeisung während Hochpreis-Phasen anzustreben, bei denen vollkommen offen ist, wie lange sie Bestand haben werden.

Analysen der zuletzt in Deutschland an den Markt gebrachten Windenergie-Anlagen zeigen, dass bereits heute (wo die EEG-Fixvergütung die Auslegungsüberlegungen dominiert) ein Trend zu Schwachwindanlagen festgestellt werden kann, zunächst in windschwächeren Gebieten, teils aber auch schon in norddeutschen Regionen. Dies wird darauf zurück geführt, dass hier Anlagenbetreiber aufgrund des verzögerten Verteilnetzausbaus selbst Netzinvestitionen tätigen, um einen Netzanschluss ihrer Anlagen zu ermöglichen. Diese Kosten fallen umso höher aus, je größer die Nennleistung der anzuschließenden Anlagen ist (vgl. Agora 2013, S. 6).

These 9: Die Managementprämie erhöht die EEG-Umlage durch Mitnahmeeffekte

Um Anlagenbetreibern einen Anreiz zu setzen, in das Marktprämienmodell zu wechseln und um die dann entstehenden Vermarktungskosten auszugleichen, wurde die Managementprämie eingeführt. Da die ÜNB weiterhin den Strom aller bisher nicht wechselwilligen Bestandsanlagen vermarkten (z.B. den Großteil des PV-Stroms), fallen die Vermarktungskosten bei den ÜNB nicht weg, sondern diejenigen bei den Direktvermarktern entstehen im Wesentlichen zusätzlich. Auf eine Anfrage der SPD-Bundestagsfraktion antwortete die Bundesregierung im Januar 2013, sie erwarte Kosten für die Managementprämie für 2012 von unter 500 Mio. €. Abzüglich der ansonsten anfallenden Kosten bei den ÜNB von rund 100 Mio. € ergäben sich damit Nettokosten von unter 400 Mio. € für die Managementprämie. Für 2013 wurden von den ÜNB anlässlich der Festlegung der EEG-Umlage im Herbst 2012 kalkuliert, dass die Ausgaben für die Managementprämie bei etwa 430 Mio. € liegen werden. Abzüglich der Ausgaben der ÜNB erwartete die Bundesregierung, dass die Nettokosten der Managementprämie unter 300 Mio. € sinken können. Einige Teilnehmer der Workshops bewerteten es als Erfolg des Marktprämienmodells, dass die Kosten der EE-Vermarktung nunmehr ermittelt worden seien. Dies ist sicherlich zu begrüßen, wäre möglicherweise jedoch auch über eine Anpassung der Rahmenbedingungen für die zentrale Vermarktung durch die ÜNB oder einen Dritten möglich geworden.

Da das Marktprämienmodell bisher keinen hohen Nutzen für das Gesamtsystem erbracht hat, lassen sich diese Kosten auch zum einen Teil als selektive Mitnahmeeffekte für Direktvermarkter bzw. Betreiber größerer EE-Anlagen bewerten und zum anderen Teil als unnötige Transaktionskosten einer EE-Finanzierung.

Für die Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung wird diskutiert, die Managementprämie zu streichen, da dann kein Wechselanreiz mehr erforderlich sei und die Vermarktungskosten auch entsprechend gesunken seien, so dass keine gesonderte Prämie hierfür mehr erforderlich sei. Diese Einschätzung wurde von den Teilnehmern des Workshops zur Direktvermarktung nicht geteilt. Gewisse Kosten durch die Vermarktung entstünden auch

weiterhin, ihr Abzug von den an den Anlagenbetreiber auszahlenden Erlösen aus der Vermarktung wirke entsprechend wie eine implizite Vergütungskürzung im EEG.

Wie oben dargestellt, lagen die zusätzlichen Kosten für die EEG-Umlage aufgrund von negativen Preisen für das Jahr 2012 unserer Abschätzung nach in der Höhe von 50 – 75 Mio. €, für das Jahr 2013 (bis November 2013) bei 12 – 20 Mio. €. Berücksichtigt man, dass bei einer gleitenden Marktprämie eine Abregelung erst bei stark negativen Preisen im Bereich von –70 bzw. –80 €/MWh bei Windenergie und bei knapp unter –100 €/MWh bei PV rentabel wird, reduzieren sich die Stunden, in denen bei einer verpflichtenden Direktvermarktung tatsächliche Einsparungen für die EEG-Umlage entstehen können, noch einmal deutlich.

These 10: Verpflichtende Markt- und Kapazitätsprämien erhöhen die Investitionsunsicherheit

Mit der Einspeisevergütung nach dem EEG ist das Investitionsrisiko für FEE relativ gering, solange die Erzeugung der errichteten Anlagen nicht stark von den Prognosen vor Projektbeginn abweicht, etwa durch fehlerhafte Windgutachten o.Ä. Teils als explizites Ziel, teils implizit, wird mit dem Marktprämienmodell auch verfolgt, dass EE-Betreiber nicht mehr (so stark) von Risiken freigestellt sind. Im Gutachten des VKU zum Integrierten Energiemarkt-Design ist z.B. ausdrücklich die Rede davon, dass zwischen den EE und den konventionellen Kraftwerken ein „level-playing-field“ hergestellt werden müsse (VKU 2013, S. 10).

Durch die Teilnahme an der optionalen Direktvermarktung ändert sich die Risikosituation eines Investors nicht, da die EEG-Fixvergütung während der gesamten Betriebszeit der Anlage als Alternativ-Option zur Verfügung steht. Im Falle einer verpflichtenden Direktvermarktung über eine gleitende Marktprämie oder fixe Marktprämie oder auch eine Kapazitätsprämie ändert sich dies, wie im Folgenden dargelegt wird.

Eine fixe Einspeisevergütung weist dem Anlagenbetreiber nur das Mengenrisiko zu, das überwiegend bei dargebotsabhängiger Erzeugung auftritt³⁰. Finanzierungsinstrumente, die eine Vermarktung durch die Anlagenbetreiber erfordern, verlagern das Preisrisiko, das aus der unsicheren Entwicklung der Börsenpreise entsteht, von den EEG-Umlage-Zahlern auf den Anlagenbetreiber. Dies gilt für die unsicheren Erlöse durch den Verkauf an den Strommärkten, aber auch für die Kosten für Ausgleichsenergie im Fall fehlerhafter Prognosen, die dann von den Anlagenbetreibern selbst zu tragen sind (Vermarktungsrisiken). Bei der gleitenden Marktprämie wird dieses Preisrisiko für den Vermarkter auf kurzfristige Schwankungen (innerhalb eines Monats) begrenzt.

Um das Risiko genauer zu beschreiben, ist zwischen dem Mengen- und den Preisrisiken abzuwägen. Wenn durch eine Kapazitätsprämie oder fixe Marktprämie das Mengenrisiko sehr stark reduziert und nicht durch die Vermarktungsrisiken ausgeglichen würde, läge das

³⁰ Mit dem Mengenrisiko ist gemeint, dass die konkrete Erzeugungsmenge einer EE-Anlage in einem konkreten Jahr bzw. über die Betriebszeit hinweg vorab nicht sicher prognostiziert werden kann, sondern von den meteorologischen Bedingungen, aber auch von etwaigen Einschränkungen der Anlagenverfügbarkeit aufgrund technischer Probleme abhängt.

daraus resultierende Nettorisiko der Anlagenbetreiber niedriger als bei einer festen Einspeisevergütung. Dies wäre dann der Fall, wenn die Prämien einen sehr hohen und die Vermarktungserlöse einen sehr niedrigen Anteil an der Deckung der Anlagenvollkosten hätten. In diesem Falle wären die Vermarktungserlöse für die Refinanzierung der Anlage jedoch nur noch von geringer Relevanz und das Dispatch- bzw. Investitionskalkül dieser Betreiber nähert sich einer Situation mit einem Investitionskostenzuschuss an.

Spielen die Vermarktungserlöse dagegen eine bedeutsame Rolle für Dispatch- und Investitionsentscheidungen, liegen sie – zumal betrachtet über eine Anlagenbetriebszeit von 15 bis 20 Jahren – ggf. über dem Erzeugungsmengenrisiko. Investoren müssten in diesem Falle mehr Risiko tragen als im Falle der Einspeisevergütung, was zu höheren Risikoprämien und damit zu höheren Kalkulationszinssätzen und höheren Stromgestehungskosten führt.

Experteneinschätzungen zufolge hätte eine Umstellung auf eine fixe Marktprämie oder eine Kapazitätsprämie ohne die Möglichkeit eines Rückfalls zur fixen Einspeisevergütung zur Folge, dass bei der Kreditvergabe lediglich die Einkommen aus der staatlich garantierten Prämie als Erlöse der Anlage bewertet würden. Die Einkommen aus der Stromvermarktung dagegen würden von Banken und anderen Kreditgebern als derart unsicher eingeschätzt, dass auf ihrer Basis keine Kreditvergabe möglich sei (siehe These 6).

Bei der Risikoverteilung ist zu beachten, wer das Risiko trägt, da verschiedene Akteure Risiken unterschiedlich gut tragen können. Hier gibt es eine grundlegende Unterscheidung zwischen der Einspeisevergütung und den anderen Finanzierungsmechanismen. Im Falle der Einspeisevergütung werden Risiken durch die Stromverbraucher getragen und entsprechend allgemein betrachtet Risiken von den Anlagenbetreibern auf die Verbraucher verlagert. Dies gilt insbesondere für höhere Kosten infolge eines ungeplant starken EE-Ausbaus, aber auch z.B. für eine Erhöhung der EEG-Umlage zum Ausgleich gesunkener Börsenstrompreise. Das ist bei den anderen Finanzierungsmechanismen nur teils der Fall: Durch die Direktvermarktung sind wesentliche Risiken von den Anlagenbetreibern zu tragen.

Allerdings findet die machbare Risikoverlagerung dort ihre praktische Grenze, wo zusätzliche Risiken Investitionen derartig unattraktiv machen, dass sie gänzlich ausbleiben würden. Insofern kann bereits geschlussfolgert werden, dass die Endkunden als Bezahler der EEG-Umlage auch am Risiko weiter stark sinkender Börsenpreise insofern beteiligt würden, als die Markt- oder Kapazitätsprämie wahrscheinlich entsprechend angehoben würde, um den weiteren EE-Ausbau überhaupt erst zu ermöglichen.

Ob derartige Risiken vom Anlagenbetreiber oder Endkunden getragen werden sollten, ist keine einfach zu beantwortende Frage. Ein Kriterium kann die Risikodiversifizierung sein. Während eine Halbierung des Börsenstrompreises für einen Anlagenbetreiber hohe Auswirkungen bis hin zur Insolvenz haben kann, ist der Effekt für die Endkunden deutlich schwächer: Für Haushalte stellen grundsätzlich die Ausgaben für Strom an den Verbrauchsausgaben nur ca. 2,5 % und davon die EEG-Umlage ca. 0,3 % dar. Durch diesen geringen Anteil wird das Risiko breit gestreut und ist für den durchschnittlichen Haushalt leicht zu tragen. Dies gilt im Prinzip auch für den Unternehmenssektor, dessen gesamte Energiekosten nur 2 % der Bruttowertschöpfung ausmachen. Insofern wird in der Einspeisevergütung im Gegensatz zu den anderen Mechanismen eine breite Risikodiversifizierung erreicht. Dies gilt in

der durchschnittlichen Betrachtung – im Einzelfall können Haushalte wie auch gewerbliche und industrielle Verbraucher allerdings eine hohe Sensibilität für Strompreissteigerungen aufweisen. Doch ist hier auch zu beachten, dass bei ausreichend Wettbewerb nicht nur Steigerungen der EEG-Umlage an die Kunden weitergereicht werden, sondern auch Preissenkungen in der Beschaffung, die durch den Merit-Order-Effekt induziert werden. Ist dies nicht der Fall, sollte dies entsprechend nicht nur zu Überlegungen führen, wie Risiken auf Investoren übertragen werden können, sondern auch dazu, wie die Wettbewerbsintensität im Endkundensegment erhöht werden kann.

4 Fazit und Handlungsbedarf

In den vergangenen Abschnitten wurde gezeigt, dass sowohl eine gleitende Marktprämie wie auch ihre Varianten bei Wind und PV Wirkungen haben können, die weniger dienlich sind für den weiteren Fortgang der Systemtransformation. Denn das bestehende Marktprämienmodell

- unterminiert den Einspeisevorrang für Wind und PV
- schwächt Flexibilitätsanreize für den konventionellen Kraftwerkspark
- zwingt Wind und PV, auf den etablierten Märkten zu agieren, obwohl sie dort weiterhin systematische Nachteile gegenüber konventioneller Erzeugung haben
- integriert damit Wind und PV in einen Strommarkt, obgleich bisher unbeantwortet ist, ob sie auf diesem jemals in einer Weise selbständig agieren können, dass die Erreichung der langfristigen EE-Ausbauziele selbsttragend werden
- schwächt Betreiber von Wind- und PV-Anlagen gegenüber einem entstehenden Oligopol von Direktvermarktern
- führt wahrscheinlich nicht zu einer verbesserten Prognosequalität für die in Deutschland einspeisende Wind- und Solarenergie
- setzt keine nennenswerten Anreize für eine systemdienliche Auslegung oder netzschonende Standortwahl neuer Wind- und PV-Anlagen
- erhöht tendenziell die EEG-Umlage entweder durch die Managementprämie oder durch die Entstehung von Risikozuschlägen im Fall einer verpflichtenden Marktprämie.

Sofern weiterhin auf eine gleitende Marktprämie gesetzt wird, sollte versucht werden, die genannten Effekte zu reduzieren.

An erster Stelle stehen hierbei Maßnahmen, die die Flexibilität insbesondere von Grundlastkraftwerken erhöhen, damit das Energiesystem größere Strommengen aus FEE-Anlagen aufnehmen kann. Direktvermarktung sorgt durch die Möglichkeit, FEE abzuregeln, dafür, dass im Stromgroßhandel weniger stark negative Preise auftreten. Das wiederum stellt auch eine finanzielle Entlastung für Betreiber inflexibler Kohle- und Atomkraftwerke dar. Müssten diese Anlagenbetreiber häufiger mit stark negativen Preisen rechnen, hätten sie einen höheren Anreiz, in die Flexibilität ihrer Kraftwerke zu investieren. Denn dann könnten sie in Zeiten negativer Preise ihre eigenen Anlagen abschalten, und Zusatzerträge erwirtschaften, indem sie stattdessen Strom am Großhandel einkaufen, um ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Direktvermarktung reduziert also (je nach Ausgestaltung unterschiedlich stark) Anreize für

die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks – die für die Energiewende allerdings unbedingt erforderlich ist. Ansonsten kann die Situation entstehen, dass nicht konventionelle Anlagen als Flexibilitätsoption für EE dienen, sondern umgekehrt EE als Flexibilitätsoption insbesondere für inflexible Braunkohle- und Atomkraftwerke.

Entsprechend sollte nach Möglichkeiten gesucht werden, wie eine EE-Direktvermarktung nicht zugleich zu derartigen Anreizabschwächungen im konventionellen Kraftwerkspark führen muss. In IZES et al. (2013, S. 70) haben wir einen Ansatz vorgeschlagen, wie diese Direktvermarktungs-Windfall-Profits für die Betreiber inflexibler Anlagen einerseits quantifiziert und andererseits vermieden werden können. Sinnvoll wäre es, diese Mittel den Betreibern inflexibler Anlagen nicht automatisch zugute kommen zu lassen, sondern z.B. nur unter der Bedingung, dass in Flexibilisierung investiert wird - oder sie würden zur Entlastung der EEG-Umlage verwendet. Zugleich sei betont, dass darüber hinaus weitere Instrumente erforderlich sein werden, die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks deutlich zu erhöhen.

Zudem sollte analysiert werden, welche Rangfolge von Flexibilitätsoptionen bei Überschuss-Situationen aus gesamtsystemischer Sicht und mit Berücksichtigung externer (Umwelt-)Kosten sinnvoll wäre, und wie hierfür Anreize gesetzt werden könnten. Die wahrscheinlich nicht vor 2020 überwindbare Schwäche des CO₂-Emissionshandels sorgt hier für zusätzlichen Handlungsbedarf, da sie die Rentabilität emissionsreicher Kraftwerke stärkt und die emissionsärmerer, flexiblerer Anlagen schwächt.

Sofern auf eine verpflichtende Direktvermarktung gesetzt wird, sind auch entsprechende Regelungen erforderlich, damit die – im Falle einer fixen Prämie sogar stark - steigenden Investitionsrisiken nicht zu erheblichen Zusatzkosten beim EE-Ausbau und auch nicht zu einer Einengung der potentiellen Investoren und Betreiber auf wenige große Unternehmen führen. Denkbar wäre hier eine Wahlmöglichkeit für Investoren zwischen einer Fixvergütung (mit niedrigem Risiko, aber auch niedrigen Renditen) und einer fixen Kapazitätsprämie (mit höherem Risiko, aber auch höheren Renditechancen).

Im Hinblick auf die Wettbewerbsintensität sollte auch die Anbieterstruktur unter den Direktvermarktern beobachtet werden. Schon heute sind hier Ansätze eines Oligopols zu erkennen, die sich durch eine verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen verstärken dürften. Dies hat nicht nur eine nachteilige Wirkung auf die Stellung der EE-Anlagenbetreiber, sondern kann auch zur Ausübung von Marktmacht am Strommarkt führen, z.B. um durch bestimmte Gebotsstrategien die Höhe der Marktprämie zu beeinflussen. Das Nachsehen hätten dann die Zahler der hierdurch erhöhten EEG-Umlage.

Zugleich ist deutlich gemacht worden, dass eine Anpassung der Handelsregeln in den Märkten bisher bestehende Benachteiligungen von FEE reduzieren könnten. Als eine wesentliche Maßnahme bietet sich eine Einführung viertelstündlicher Handelsintervalle im Day-ahead-Markt an. So könnten die gehandelten Mengen besser an fluktuierende Einspeisung angepasst werden, insbesondere an die mit steilen Gradienten ansteigenden und fallenden PV-Mengen innerhalb eines Tages. Auch sollten die Inflexibilitäten, die durch Regelenergieerbringung durch den zeitlichen Abstand zwischen Kontrahierung und Erbringung (bei Primärregelleistung bis zu 13, bei Sekundärregelleistung bis zu zwölf Tage) entstehen, reduziert werden, um FEE-Einspeiseprognosen berücksichtigen zu können.

Desweiteren ist zu überlegen, wie Strom aus Wind- und PV-Anlagen, der – preisgesteuert oder aufgrund von Netzengpässen - abgeregelt werden soll, stattdessen sinnvoll verwendet werden kann. Nach Einschätzung einiger Marktakteure würde eine verpflichtende Direktvermarktung auch von selbst Anreize in dieser Richtung setzen, insbesondere wenn es (für Neuanlagen) keine Managementprämie mehr gäbe, die ein Direktvermarkter zum Teil als Wechselanreiz an einen Erzeuger weitergeben kann. Dadurch könnten diejenigen Direktvermarkter einen Vorteil erlangen, die über ein heterogenes Portfolio verfügen (etwa Stadtwerke mit eigener KWK) und guten Kontakten zu Gewerbekunden mit Möglichkeiten zum Lastmanagement. Hier ließen sich dann z.B. ansonsten abgeregelte EE-Mengen verwenden und zusätzliche Erlöse erzielen – verglichen mit einem Direktvermarkter, der die EE-Mengen schlicht nur an der Börse verkauft und bei zu stark negativen Preisen abregelt. Allerdings müssten hierfür die derzeit noch fälligen Abgaben und Steuern entsprechend reduziert werden, ohne dass daraus ein Anreiz entsteht, etwa auch Strom aus Kohlekraftwerken zur Wärmeerzeugung zu verwenden. Hier besteht noch Untersuchungsbedarf, wie dies bewerkstelligt werden kann.

Zugleich verdeutlichen die Überlegungen, dass die Integration von FEE und übrigen Stromsystem nicht durch eine einfache Novelle des EEG bewerkstelligt werden kann, sondern im Gegenteil eine große Anpassungsleistung durch konventionelle Kraftwerke, die Nachfrage und entsprechend eine Anpassung von Marktregeln erforderlich sind. Denn nicht Wind und PV sind in das *bestehende* (Stromhandels-)System zu integrieren, dafür bringen sie zu spezifische Anforderungen mit sich, die sie völlig von den bisher dominierenden Energieträgern unterscheiden.

Das bestehende Marktprämienmodell verfolgt in erster Linie den Ansatz, EE in die bestehenden Märkte zu integrieren - auch in der Hoffnung, den staatlich zu organisierenden Anteil ihrer Refinanzierung mittelfristig beenden zu können. Allerdings gibt es hier starke Zweifel, denn auf den derzeitigen Märkten bestehen zahlreiche systematische Vorteile für konventionelle Kraftwerke – selbst wo die Stromgestehungskosten von EE unterhalb derer konventioneller Kraftwerke gesunken sind. Insofern sollten parallel intensive Forschungsanstrengungen unternommen werden, welche ergänzenden Regelungen oder auch alternativen Markt- und Organisationsformen hier möglicherweise mehr Erfolg versprechen. Die Schaffung eines Residuallastmarktes, verbunden mit einer Echtzeitwälzung von FEE, stellt einen Ansatz in dieser Richtung dar (vgl. IZES, Energy Brainpool, im Erscheinen).

Literatur

Ackerman, T. et al. 2013: Smart Modeling of optimal Integration of high Penetration of PV – Smooth PV

Agora 2013: Wie wird sich die Windenergietechnik in Deutschland weiterentwickeln? Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie „Entwicklung der Windenergie in Deutschland“ am 5. Juli 2013

BNetzA 2013: Vortrag von Achim Zerres: Einspeisemanagement – Vorübergehendes Problem oder Dauerlösung?, Göttingen, 13.04.2013.

Clens 2011: Wind-Direktvermarktung mit zehnjähriger Preisgarantie, Artikel vom 19.04.2011 im Internet unter <http://www.clens.eu/blog/19-04-2011-wind-direktvermarktung-mit-zehnjahriger-preisgarantie>

BMU 2013: Vortrag des BMU beim Workshop „Verpflichtende Marktprämie“ des Bundesverbandes Erneuerbaren Energien am 22.10.2013

EEX 2013: Neues Produkt Phelix Sun Peak Future. Pressemitteilung vom 11.06.2013

Energy Brainpool 2013: Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Neuanlagen. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien e.V., Berlin, 19.07.2013

FGH, Consentec und IAEW 2012: Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Januar 2012

FhISE 2013: Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenpreise. Kurzstudie für die Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, August 2013

FhISE 2013b: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Studie. Version November 2013. Freiburg.

FhISI, FhIWES, BBH und IKEM 2013: Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. 6. Quartalsbericht. Im Auftrag des BMU. Stand 08/2013

Grashof, Katherina, Eva Hauser und Herrmann Guss 2013: Aktionsprogramm flexible Kapazitäten. Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit. Gutachten im Auftrag von Greenpeace e.V., Oktober 2013

Hauser, Eva und Alexander Zipp 2013: Herausforderungen bei der Allokation von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien: Probleme und mögliche Lösungskonzepte, in: DIW-Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, 82. Jahrgang, Heft 3, S. 155 -169

IER 2009: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio; Studie im Auftrag der EON Energie AG, Oktober 2009

IZES, Bofinger und BET 2013: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Studie im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung GmbH. Oktober 2013

IZES, Energy Brainpool i.E.: Wettbewerbliche Markt- u. Systemintegration Erneuerbarer Energie. Monetäre Konsequenzen des Modells der Echtzeitwälzung sowie potenzielle Freiheitsgrade für aktive Akteure. Gutachten für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Saarbrücken.

Joskow, Paul 2006: Competitive Electricity Markets and Investment in New Generation Capacity, CEEPR Working Paper 06-009, Herausgeber: Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, (Mass.)

Ketterer, J. C. (2012): The Impact of Wind Power Generation on the Electricity Price in Germany, ifo Working Paper No. 43.

Kopp, O.; Eßer-Frey, A.; Engelhorn, T. 2012: Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jahrgang 36, Heft 4, S. 243–255

Klobasa, M; M. Ragwitz, F. Sensfuß, A. Rostankowski, N. Gerhardt, U. Holzhammer, C. Richts, W. Lehnert 2013: Nutzenwirkung der Marktprämie - Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. BMU, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2013, Karlsruhe 2013

Sensfuß, Frank und Mario Ragwitz 2007: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel. Analyse für das Jahr 2006. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Karlsruhe, 18.06.2007

Sensfuß, Frank und Mario Ragwitz 2009: Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung

Sensfuß, Frank und Mario Ragwitz 2011: Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Februar 2011

Statkraft 2013: Statkraft entlastet Stromkunden um 11 Millionen Euro. Pressemitteilung vom 9. Januar 2013

Stoft, S. 2002: Power System Economics – Designing Markets for Electricity, John Wiley & Sons

VDE 2012: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Frankfurt

VKU 2013: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. März 2013

ZSW 2013: Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss erneuerbarer Stromerzeugung. Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes. Stuttgart, 25.07.2013

Anhang I: Negative Preise am Day-Ahead-Markt der Strombörse

Die im Gutachten vorgebrachten Argumente insbesondere zur Unterminierung des EE-Einspeisevorrangs und der Schwächung von Flexibilitätsanreizen für konventionelle Erzeuger stehen in direktem Zusammenhang mit dem Phänomen negativer Preise im Stromhandel, insbesondere am Day-Ahead-Markt³¹. Daher werden ihr Zustandekommen, Auftreten und weitere Charakteristika in diesem Anhang vertieft analysiert.

Da in diesem Zusammenhang die Charakteristika von Spot- und Terminhandel wichtig sind, seien diese kurz vorab erläutert: Der Day-Ahead-Markt ist ein wesentlicher Markt im Rahmen des Strom-Großhandels, allerdings weist er je nach Nachfrage- und Angebotssituation stark schwankende Preise auf. Betreiber (überwiegend) konventioneller Kraftwerke und Endkunden-Lieferanten sowie Großkunden, die ihren Strom selbst beschaffen, handeln daher nach Möglichkeit auch auf dem Terminmarkt. Dies umfasst einerseits Kontrakte mit garantierter Stromlieferung (Forwards) und andererseits solche, die allein eine finanzielle Absicherung darstellen (Futures), bei denen keine physische Erfüllung vereinbart wird.

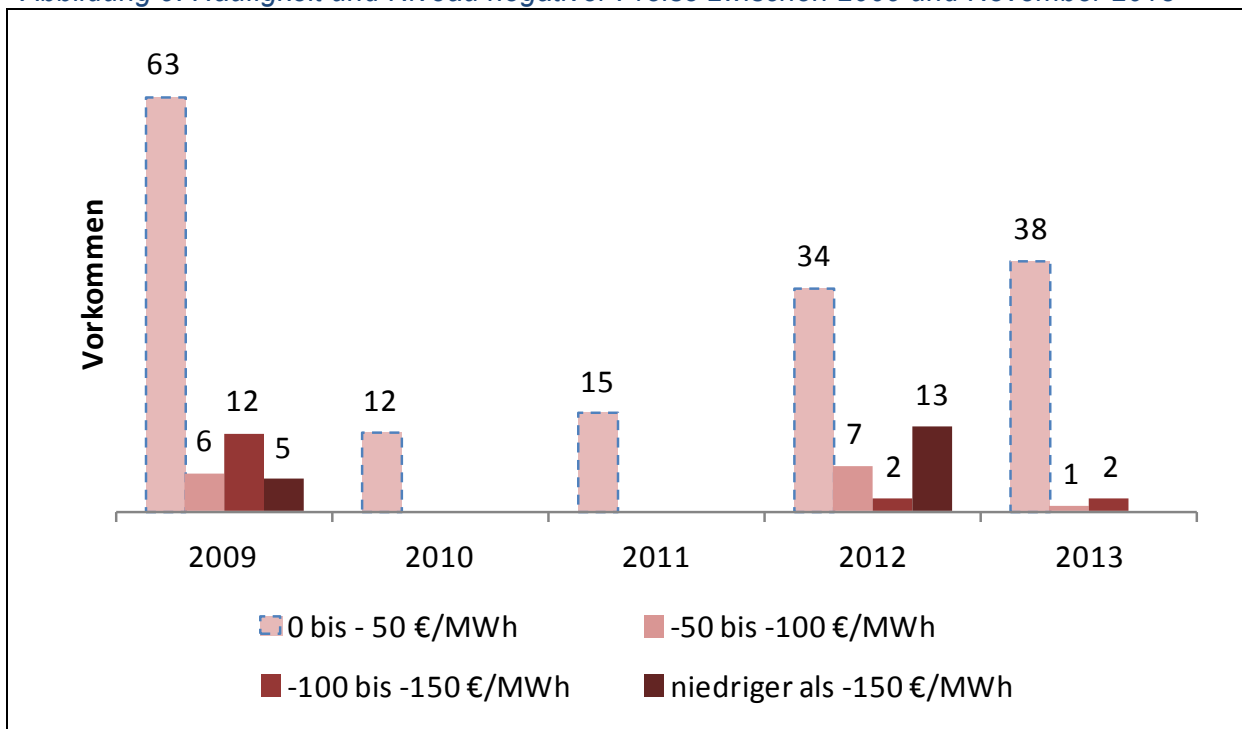
Für Erzeuger wie Lieferanten bzw. Großverbraucher hat dies den Vorteil, schon Jahre im Voraus Sicherheit über den Preis der betreffenden Stromlieferung zu erhalten und damit von Schwankungen im Spotmarkt unabhängiger zu sein. Mit Näherkommen des Fälligkeitszeitpunkts werden diese Strommengen erneut gehandelt, sobald sich hierdurch gegenüber dem vorherigen Handelsgeschäft weitere Erlöse erzielen lassen. Erst durch den Handel am Spotmarkt entscheidet sich für Kraftwerksbetreiber, ob sie – im Termingeschäft bereits vereinbarte – Lieferverpflichtungen durch Erzeugung ihrer eigenen Anlagen decken oder durch Zukauf am Markt, z.B. der Strombörse. Zusammengefasst dient also der Terminhandel aus Sicht der Preisabsicherung der Marktteilnehmer und der Spothandel der Entscheidung über den Anlageneinsatz und damit auch der weiteren Optimierung von Handelserlösen.

Negative Preise sind in der Day-ahead-Auktion der EEX seit dem 04.09.2008 zulässig und traten zum ersten Mal am 4.10.2008 auf. Die folgende Darstellung zeigt die Häufigkeit und das Niveau negativer Preise am Day-Ahead-Handel der Strombörse zwischen 2009 und November 2013. Besonders markant war für viele Marktteilnehmer offenbar der Sonntag, 4. Oktober 2009, als der Preis für die Stromlieferung in der dritten Stunde erstmals auf -500 €/MWh fiel; für die zweite und vierte Stunde dieses Tages lag er immerhin bei -100 €/MWh. Auch einige Workshop-Teilnehmer beschrieben, dies sei der Tag gewesen, an dem die Branche „aufgewacht“ sei und realisiert habe, dass Handlungsbedarf besteht. Offenbar haben z.B. einige Marktteilnehmer erst nach den Erfahrung in 2009 wahrgenom-

³¹ Die folgenden Ausführungen beziehen sich nicht auf negative Preise am Intraday-Markt. Auch dort können negative Strompreise auftreten, es handelt sich hier jedoch um ein gänzlich anderes Handelsverfahren: anders als im Day-Ahead-Markt erfolgt keine Gegenüberstellung aggregierter Kauf- und Verkaufsangebote mit dem Ergebnis eines einzigen Einheitspreises, der für alle für diese Lieferstunde gehandelten Strommengen gilt. Sich erfüllende Kauf- und Verkaufsangebote werden am Intraday-Markt in einem kontinuierlichen Handel vielmehr immer sofort abgewickelt, entsprechend gibt es für identische Lieferzeiträume mehrere Handelsgeschäfte zu verschiedenen Preisen.

men, wie wichtig es ist, zumindest in bestimmten Situationen eine Rund-um-die-Uhr-Besetzung der Handelsabteilung gewährleisten zu können. Die negativen Preise in 2009 dürften eher andere Ursachen gehabt haben als spätere negative Preise.

Abbildung 9: Häufigkeit und Niveau negativer Preise zwischen 2009 und November 2013



Quelle: EEX. Darstellung: IZES

Im Anschluss des Day-Ahead-Handels muss jeder sog. Bilanzkreisverantwortliche (also z.B. jeder Betreiber von Kraftwerken, Großkunde oder Endkundenlieferant) für jede Viertelstunde des Folgetags bei seinem Übertragungsnetzbetreiber einen „Fahrplan“ anmelden, wann er welche Strommengen in das Stromnetz einspeisen oder entnehmen will. Kann er diesen Fahrplan dann nicht einhalten, besteht die Möglichkeit, bis kurz vor Fälligkeit am Intraday-Markt für konkrete Viertelstunden desselben Tags Strom zu kaufen oder zu verkaufen, um die eigene Bilanz auszugleichen³². Preisentwicklungen am Intraday-Markt sind also direkte Konsequenzen der tags zuvor mehr oder weniger zutreffend angemeldeten Fahrpläne und der untertägigen, für die Handelsteilnehmer unerwarteten Abweichungen. Negative Strompreise am Day-Ahead-Markt erlauben entsprechend keine Rückschlüsse auf grundsätzliche

³² Eine Bilanzkreisabweichung stellt grundsätzlich eine Regelverletzung dar; kommt dies häufig vor, besteht das Risiko, einen Bilanzkreis nicht mehr führen zu dürfen. In jedem Fall einer Bilanzkreisabweichung muss der Bilanzkreisverantwortliche dem ÜNB die entstandenen Kosten für Ausgleichsenergie (das ökonomische Pendant zur physischen Lieferung von Regelenergie) im Nachhinein erstatten, die erforderlich waren, um das Stromnetz trotz der Fahrplanabweichung stabil zu halten. War der Bilanzkreis unterdeckt – war also positive Regelenergie zum Ausgleich notwendig –, führt dies zu einer Zahlungsverpflichtung des betreffenden Bilanzkreisverantwortlichen. War der Bilanzkreis überdeckt, erhält er entsprechend eine Gutschrift. Obgleich Bilanzkreisabweichungen grundsätzlich nicht vorkommen sollen, wird die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie aufgrund der nur begrenzten finanziellen Konsequenzen oftmals als durchaus nutzbare Opportunität aufgefasst.

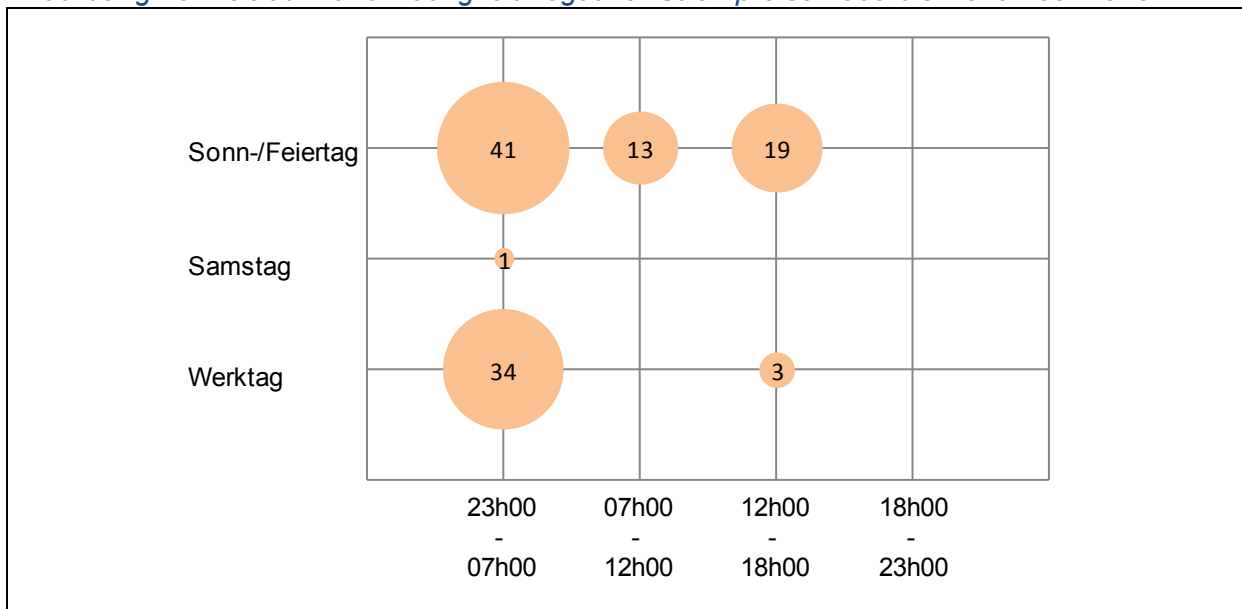
Erzeugungsüberschüsse bestimmter Technologien – denn dies unterschlägt später noch mögliche Handelsgeschäfte am Intraday-Markt.

Negative Preise am Day-Ahead-Markt sind von allen Anbietern zu bezahlen, die für die betreffende Stunde am Folgetag darauf angewiesen sind, ihren Strom zu verkaufen, um ihn einspeisen zu können. Entsprechend werden sie auch für die hier – vom ÜNB oder einem Direktvermarkter – angebotenen EE-Mengen bezahlt.

Wie sich zeigt, treten negative Preise bis zu einem Niveau von -50 €/MWh bisher am häufigsten auf. Dies ist insofern bedeutsam, da die Abschaltung von Windenergie in der gleitenden Marktprämie erst unterhalb von ca. -65 bis -80 €/MWh betriebswirtschaftlich lohnend wird (s.u.), weil dann die Kosten durch den Verkauf des Stroms am Day-Ahead-Markt höher liegen als die Einkünfte aus der Marktprämie. Dies ist ein grober Mittelwert, der in Einzelfällen höher oder niedriger liegen kann, abhängig einerseits von den Windenergie-Erlösen im betreffenden Monat (präziser ausgedrückt: dem Marktwert für Wind Onshore) und andererseits dem konkreten, für die konkrete Anlage relevanten EEG-Vergütungssatz, der je nach Inbetriebnahmejahr und Standortgüte variiert. Bei PV liegt der Preis, ab dem eine Abregelung in der Direktvermarktung nach gleitenden Marktprämie einzelwirtschaftlich sinnvoll ist, noch tiefer, für große PV-Anlagen bei rund -100 €/MWh; für kleinere entsprechend darunter.

Dass sich negative Preise besonders in Zeiten niedriger Stromnachfrage – also nachts und an Sonn- und Feiertagen - ergeben, zeigt die folgende Grafik.

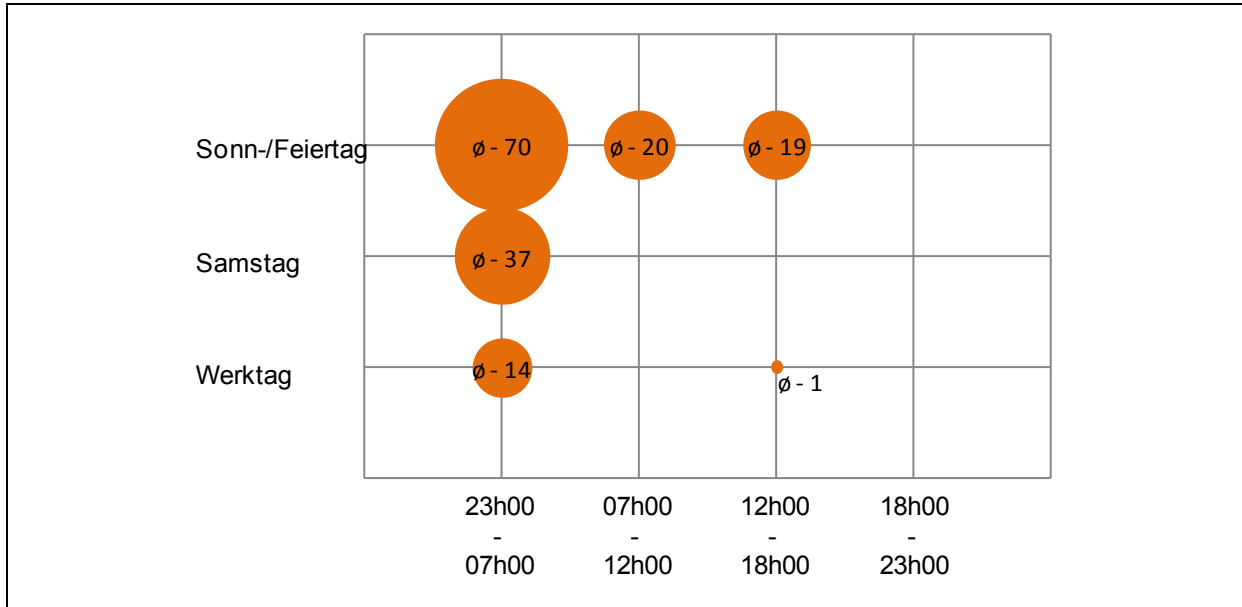
Abbildung 10: Zeitraum und Häufigkeit negativer Strompreise 2009 bis November 2013



Quelle: EEX. . Darstellung: IZES. Anmerkung: die Größe des dargestellten Kreises sowie die darin angegebene Zahl bezeichnet die Anzahl von Stunden mit negativem Preis am Day-Ahead-Markt.

Die Nachtstunden an Sonn- und Feiertagen haben bisher durchschnittlich zu deutlich niedrigeren Preisen geführt als die Tagstunden bzw. Samstage oder Werktage.

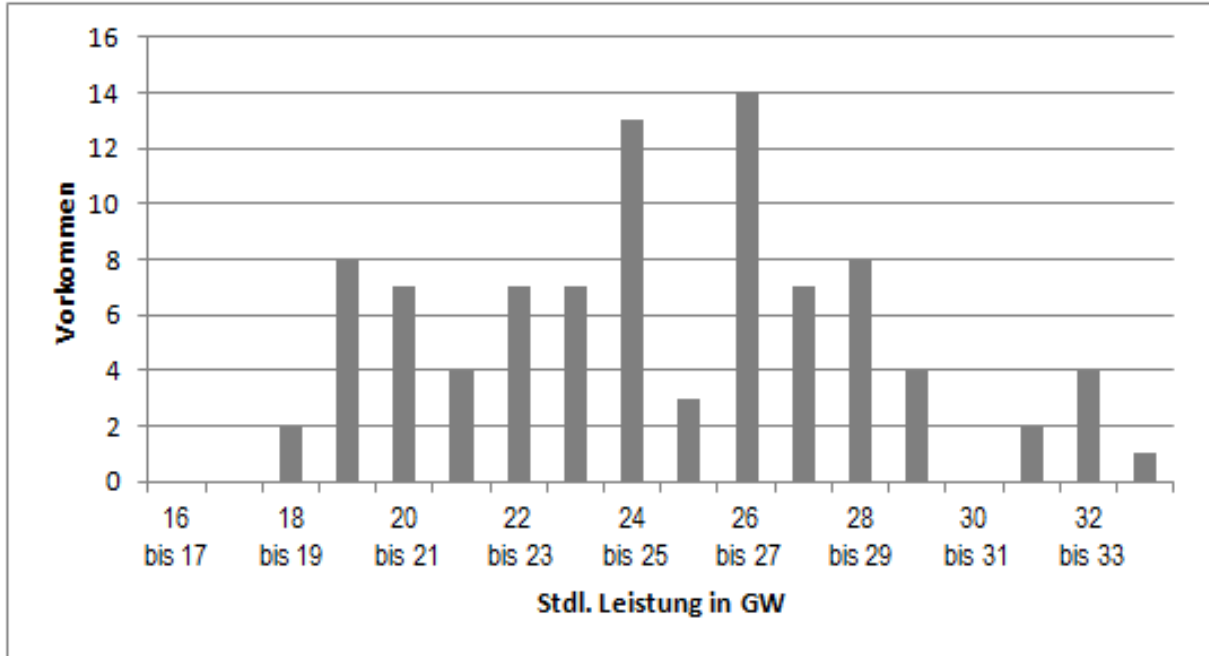
Abbildung 11: Zeitraum und Niveau durchschnittlicher negativer Strompreis 2009 bis November 2013



Quelle: EEX. Darstellung: IZES. Anmerkung: die Größe des dargestellten Kreises sowie die darin angegebene Zahl bezeichnet den durchschnittlichen negativen Preis während der im betreffenden Zeitraum aufgetretenen negativen Day-Ahead-Börsenpreise.

Zu beachten ist, dass bisher noch zu keiner Stunde mehr Strom aus Erneuerbaren (oder gar nur fluktuierenden) eingespeist wurde, als für die Deckung der bundesweiten Nachfrage benötigt wurde. Day-Ahead-Preise werden also bereits negativ, sobald ein bestimmtes – je nach Situation unterschiedliches und vorab nicht zu quantifizierendes Niveau – konventioneller Leistung unterschritten wird. Bisher lag die minimale konventionelle Leistung zwischen 18 und 33 GW, mit einem Schwerpunkt um etwa 25 GW, wie die folgende Abbildung zeigt.

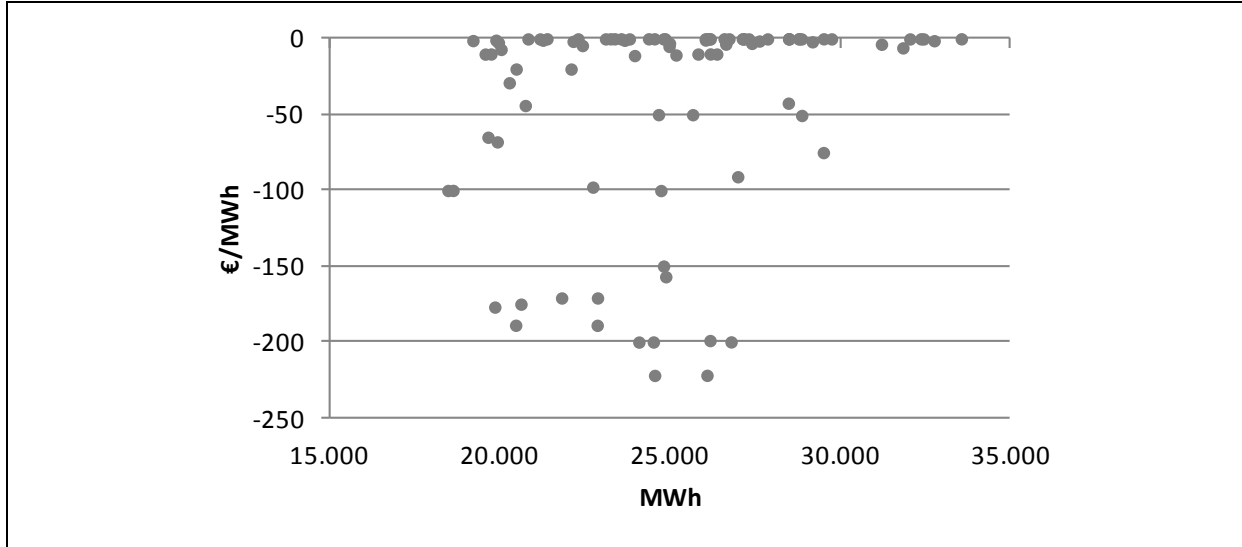
Abbildung 12: Häufigkeit verschiedener konventioneller Mindestleistung in Stunden mit negativen Preisen zwischen 2012 und November 2013



Quelle: EEX, ENTSO-E. Darstellung: IZES. Anmerkung: aufgrund begrenzter Transparenz der vorliegenden Daten ist eine Fehlerrate von + / - 1 GW möglich.

Bisher lässt sich das Auftreten negativer Preise nach Aussagen von auf Preisprognosen spezialisierten Dienstleistern fundamental, d.h. aus den bekannten Technologien und Kosten, nur teilweise erklären; das Niveau negativer Preise noch viel weniger. Entsprechend lassen sich negative Preise auch nicht vorhersagen. Die folgende Abbildung zeigt, dass bei stark negativen Preisen tendenziell weniger restliche konventionelle Leistung am Netz ist als bei etwas höheren (aber immer noch negativen) Preisen, doch der Zusammenhang ist außerordentlich schwach. Entsprechend lässt sich nicht argumentieren, dass die Preise nur „negativ genug“ werden müssten, damit keine konventionelle Leistung mehr betrieben wird. Denn es gibt andere Ursachen als das Strompreinsniveau am Day-Ahead-Markt, die sehr starken Einfluss darauf haben, ob eine Anlage am Netz bleibt oder nicht (s.u.).

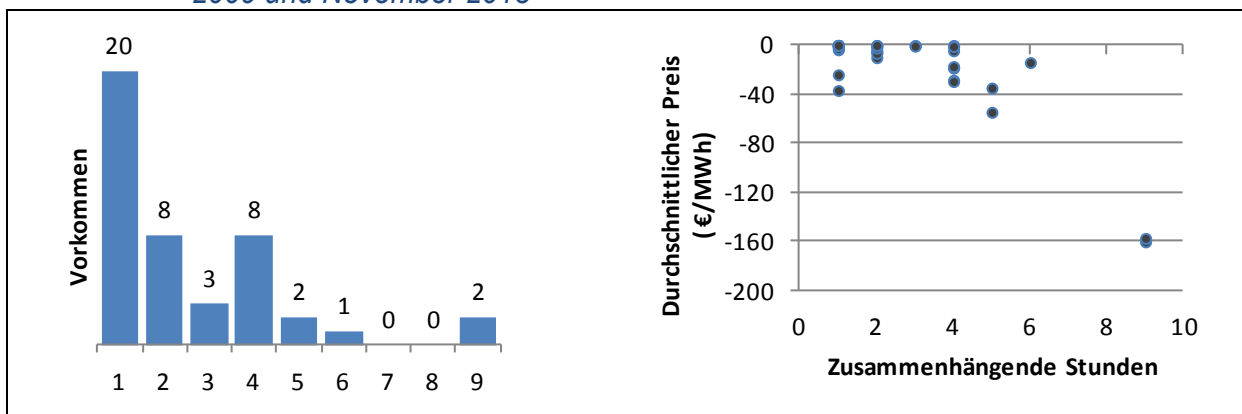
Abbildung 13: Konventionelle Mindestleistung und Niveau negativer Day-Ahead-Börsenpreise zwischen 2009 und November 2013



Quelle: EEX. Darstellung: IZES

In der Regel treten negative Preise nur in einzelnen oder wenigen Stunden hintereinander auf. Die folgende Abbildung zeigt, dass nahezu die Hälfte der Stunden negativer Preise seit 2009 auf einzelne Stunden entfällt. Dies macht das Herunterfahren für inflexible konventionelle Kraftwerke unattraktiver, als wenn die Niedrigpreisphasen länger andauern würden (s.u.). Dass negative Preise erst durch das Zusammentreffen von niedriger Stromnachfrage, hoher EE-Einspeisung und einer beträchtlichen konventionellen Mindestleistung entstehen, erklärt, weshalb diese Preissituationen oft nur in einzelnen Stunden auftreten.

Abbildung 14: Häufigkeit und Dauer des Auftretens negativer Day-Ahead Preise zwischen 2009 und November 2013



Quelle: EEX

Allgemein können folgende Ursachen für das Auftreten negativer Preise unterschieden werden (vgl. IZES et al 2013, Grashof et al 2013); diese werden dann im Folgenden weiter erläutert:

- EE, deren Erzeugung am Day-Ahead-Markt der Strombörse verkauft wird, ggf. auch zu negativen Preisen, um den Einspeisevorrang der EE auch vor den vorgenannten Erzeugern zu sichern. Die für die Einspeisung zu bezahlenden Kosten gehen in die von den Stromverbrauchern zu bezahlende EEG-Umlage ein. Hierzu zählen auch EE-Anlagen in der Direktvermarktung, die nicht abgeregelt werden, wenn die negativen Preise keine höheren Kosten verursachen, als sich mit Erträgen aus der Marktprämie Erlösen lässt. Auch manche Wasserkraftwerke können bei bestimmten Wetterbedingungen nicht abgeschaltet werden.
- Inflexible konventionelle Kraftwerke mit einzuhaltenden Mindestlasten oder Mindest-Abschaltdauern. Dies gilt in starkem Maße für Atom- und Braunkohlekraftwerke, in schwächerer Ausprägung für Steinkohle- und teilweise Gaskraftwerke. Auch wenn eine Anpassung der Kraftwerksleistung im erforderlichen Maße technisch möglich ist, sind Ab- und Anfahrkosten zu beachten, die in den (bisher zumeist kurzen) Phasen negativer Preise oftmals höher liegen als die Kosten, bei negativen Preisen weiter Strom zu erzeugen.
- (Bisher ganz überwiegend konventionelle) Kraftwerke, die dem Netzbetreiber Systemdienstleistungen (etwa Regelenergie) für die Aufrechterhaltung der Stromnetzstabilität zugesichert haben und daher nicht abgeschaltet werden dürfen.
- KWK-Anlagen im wärmegeführten Betrieb, die bei einer Abschaltung ihre Wärmelieferverpflichtungen verletzen würden und daher bereit sind, stundenweise auch negative Preise zu bezahlen, um weiterhin ihre Anlage betreiben und Wärme erzeugen zu können.
- Bilanzkreisverantwortliche (etwa Stromhändler, Endkundenvertriebe oder große Industrieunternehmen), die ihren Bilanzkreis „glatt stellen“, d.h. die „zu viel“ geordneten Strom verkaufen, den sie bzw. ihre Kunden nicht verbrauchen werden: Differenzen zwischen der Beschaffung am Terminmarkt und prognostizierten Einspeise- und Nachfragemengen werden in der Regel durch Day-Ahead oder Intraday-Stromhandel ausgeglichen. Verbleibende Abweichungen vom ausgeglichenen Saldo werden den Bilanzkreisverantwortlichen in der Summe von den Übertragungsnetzbetreibern als Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt.
- Ein gänzlich anderer Grund ergibt sich aus der Organisation der Handelsaktivitäten von Kraftwerksbetreibern. Vor dem 25./26. Dezember 2012 beispielsweise (als negative Preise über Stunden und bis unter -200 €/MWh auftraten) waren Branchenangaben zufolge zahlreiche Handelsabteilungen nicht besetzt. Offenbar wurde die Vermarktungsstrategie für die Weihnachtsfeiertage vielfach schon am 21. Dezember³³ festgelegt und der EEX mitgeteilt und dann nicht korrigiert, als sich später die Prognosen für die Windenergieeinspeisung stark erhöhten.
- Schließlich gibt es Möglichkeiten, zwischen den verschiedenen Märkten durch Spekulationsgeschäfte zusätzliche Gewinne zu erzielen. So kann es an einem Tag mit hoher Windenergie-Prognose für einen Kraftwerksbetreiber lohnend sein, am Day-Ahead-Markt eine oder wenige Stunden mit Preisen von z.B. -150 €/MWh zu akzeptieren. Denn er kann davon ausgehen, dass der ÜNB nicht die gesamte Menge am Day-Ahead-Markt unterbringt und am nächsten Tag am Intraday-Markt noch einige Windeinspeisung anbieten wird, und dort dann ggf. zu noch niedrigeren Preisen von z.B. -250 €/MWh. Durch dieses Tauschgeschäft lässt sich dann ein Erlös von 100 €/MWh erzielen. Da der ÜNB die EE-Anlagen nicht abschalten kann, ist er gezwungen, zu nahezu beliebig niedrigen Preisen zu verkaufen. Wie häufig welche Anbieter

³³ Der 22./23.12.2012 waren ein Samstag bzw. Sonntag, weshalb der letzte normale Arbeitstag vor Weihnachten auf den 21.12.2012 fiel.

und Nachfrager am Strommarkt derartige Strategien verfolgen, ist ohne Kenntnis der individuellen Handelsaktivitäten kaum beantwortbar.

Zum Gebotsverhalten von EE-Anlagen

Für das Gebotsverhalten von EE-Anlagen gelten unterschiedliche Überlegungen, je nachdem, ob der Strom treuhänderisch vom ÜNB oder von einem Direktvermarkter im Rahmen der gleitenden Marktprämie vermarktet wird.

Bei der EE-Vermarktung durch den ÜNB werden die EEG-Mengen grundsätzlich unlimitiert angeboten, d.h. zu einem Preis von -3000 €/MWh, dem derzeitigen Tiefstpreis der EEX.

Eine besondere Situation ergibt sich, wenn sich Angebots- und Nachfragekurve in der Day-Ahead-Auktion nicht schneiden. Führt das Zusammentreffen von niedriger Nachfrage und hohem Angebot dazu, dass sich die Gebotskurven nicht schneiden, bzw. zu Preisen jenseits festgelegter Grenzen (derzeit unter -150 €/MWh bzw. über 500 €/MWh), erfolgt ein Aufruf zu einer zweiten Bietrunde³⁴. In der zweiten Bietrunde können nur solche Gebote geändert werden, die helfen, das Missverhältnis zwischen Angebots- und Nachfragekurve aufzuheben oder abzumildern. Kann, trotz geänderter Gebote, kein Preis gefunden werden, so wird der zulässige Höchst- oder Tiefstpreis festgelegt und die Gebotsmenge anteilig nominiert.³⁵ In der zweiten Bietrunde sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die EEG-Mengen, die sie normalerweise unlimitiert am Spotmarkt einstellen müssen, nach den Vorschriften des § 8 AusglMechAV anzubieten. Nach § 8, Abs. 2 AusglMechAV ist „die zu veräußernde Strommenge [...] in zehn gleich große Tranchen aufzuteilen und jeweils mit einem eigenen Preislimit anzubieten. Die Preislimits müssen bei mindestens -350 Euro je Megawattstunde und höchstens -150 Euro je Megawattstunde liegen. Jeder Betrag in Schritten von je einem Euro innerhalb dieses Rahmens wird zufallsgesteuert mit gleicher Wahrscheinlichkeit als Preislimit gesetzt.“

Die so bestimmten Preislimits sind in Tabelle 3 beispielhaft für die Veräußerung durch den Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz am 25. und 26. Dezember 2012 dargestellt.

Tabelle 3: Preislimits gemäß §8 AusglMechAV im Bereich von 50Hertz Transmission am 25./26. Dezember 2012

in €/MWh	1. Limit	2. Limit	3. Limit	4. Limit	5. Limit	6. Limit	7. Limit	8. Limit	9. Limit	10. Limit
25.12.2012	-156	-167	-199	-209	-222	-248	-277	-290	-291	-316
26.12.2012	-162	-175	-189	-245	-249	-266	-280	-320	-327	-335

Quelle: 50 Hertz

Bei der EE-Direktvermarktung im Rahmen der gleitenden Marktprämie ist die Vermarktungslogik wie folgt: Ein Erzeuger wird seinen Strom dann verkaufen, wenn er dadurch gerade

³⁴ vgl. EPEXSPOT, Handelsbedingungen, 2013, Artikel 1.7

³⁵ So geschehen am 26.12.2012 im Marktgebiet der Schweiz, für das die gleichen Handelsregeln gelten. In der Folge war der Preis gem. der für die Schweiz geltenden Untergrenze 0 €/MWh und die Mengen wurden in der Stunde 5 zu 74% erfüllt.

noch einen Gewinn erwirtschaftet – führt die Einspeisung zu Verlusten, besteht der Anreiz, die betreffende Anlage abzuregeln. Wann genau welche Vermarkter welche Mengen EE abregeln bzw. bereit wären, dies zu tun, lässt sich nicht leicht beantworten, da dies betriebliche Entscheidungen sind. Es ist jedoch eine Annäherung möglich, die im Folgenden erläutert werden soll.

Bei der Vermarktung unter der gleitenden Marktprämie bestimmt sich der stündliche Erlös aus den Einnahmen aus der Marktprämie, dem Preis für diese Stunde am Day-Ahead-Handel sowie eventuell anfallenden Grenzkosten (Kosten, die nur anfallen, wenn die Anlage betrieben wird; bei Wind z.B. durch arbeitsabhängige Wartungsverträge oder auch Transaktionskosten des Handelsplatzes). Die Marktprämie wiederum ergibt sich aus der individuellen Einspeisevergütung gem. EEG zzgl. Managementprämie abzgl. des durchschnittlichen energieträgerspezifischen Börsenerlöses, welcher am Ende des Monats berechnet wird.

Formal ergibt sich damit für die jeweilige Stunde folgende Gleichung:

$$\text{Marktprämie} - \text{Grenzkosten} + \text{Börsenstrompreis}_{Std} = \text{Erlös}_{Std}$$

Der Erlös muss größer sein als null, da ansonsten nicht eingespeist würde. Setzt man in die Gleichung die Zusammensetzung der gleitenden Marktprämie ein, kann man folgende Bedingung für positive Erlöse formulieren:

$$\begin{aligned} & \text{Einspeisevergütung} + \text{Managementprämie} - \text{Marktwert} - \text{Grenzkosten} \\ & + \text{Börsenstrompreis}_{Std} \geq 0 \end{aligned}$$

Wie oben dargestellt, ist der Marktwert der monatliche, energieträgerspezifische Markterlös, der jeweils nach Ablauf des Monats berechnet wird. Infolgedessen kennt ein EE-Vermarkter ihn zu dem Zeitpunkt, an dem er über den konkreten Anlageneinsatz entscheidet, noch nicht. Aus den Erfahrungen der vergangenen Monate lässt sich jedoch zumindest eine Abschätzung vornehmen, die umso genauer wird, je weiter der Monat vorangeschritten ist. Aufgelöst nach dem Day-Ahead-Börsenstrompreis der jeweiligen Stunde ergibt sich:

$$\begin{aligned} & \text{Einspeisevergütung} + \text{Managementprämie} - \text{Marktwert}_{erwartet} - \text{Grenzkosten} \\ & \geq -\text{Börsenstrompreis}_{Std} \end{aligned}$$

Zur Veranschaulichung seien die Überlegungen für Anlagen mit einer beispielhaften Inbetriebnahme im Juli 2012 in der folgenden Tabelle für das Jahr 2013 konkret angewendet. Daraus ergibt sich der minimale Preis, der am Day-Ahead-Markt sinnvollerweise gerade noch geboten wird, weil dann durch die Einspeisung überhaupt Erlöse erzielt werden können.

Tabelle 4: Beispielhafte Ermittlung des gerade noch rentablen minimalen Gebotspreises für Wind und PV 2013

in €/MWh	Einspeise- vergütung		Marktprämie		Erwarteter Marktwert		Grenzkosten		Minimaler Gebots- preis
Wind Onshore (Anfangs- vergütung inkl. SDL-Bonus , fern- steuerbar, repo- wered)	99,1	+	7,5	-	30	-	4	=	-72,6
PV (zw. 1 -10 MW, fern-steuerbar)	131,1	+	7,5	-	40	-	2	=	-96,6

Quelle: EEG, EEX, eigene Abschätzungen³⁶. Anmerkung: zugrundegelegter Zeitpunkt der Anlagen-Inbetriebnahme: Juli 2012.

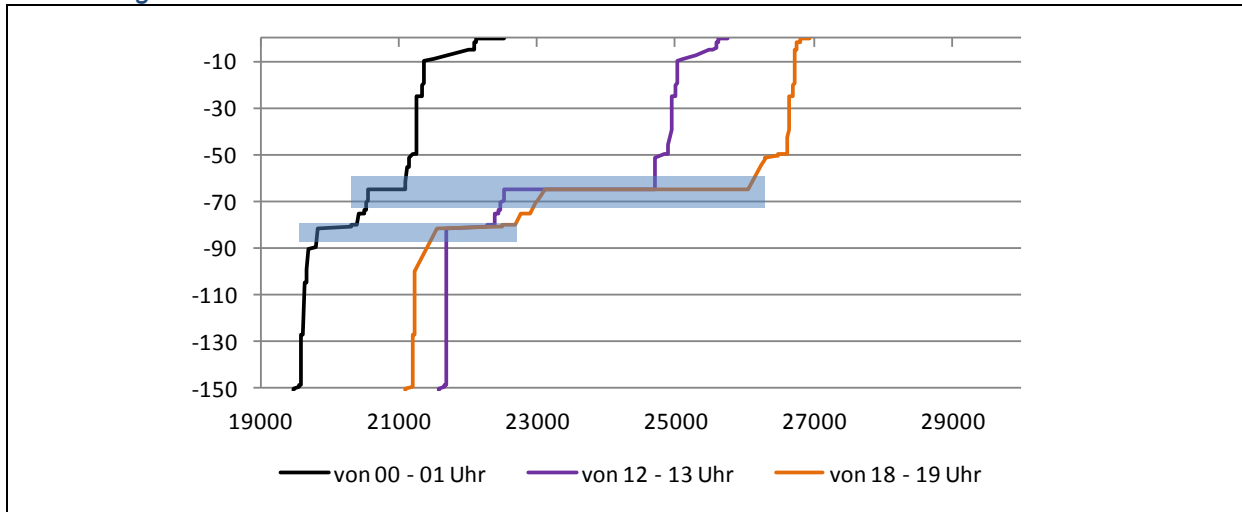
Entsprechend ist es aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sinnvoller, Wind- bzw. große PV-Anlagen mit den dargestellten Charakteristika bei Day-Ahead-Börsenpreisen von -73 bzw. bei -97 €/MWh oder niedriger abzuregeln, da die Kosten für die negativen Preise beim Verkauf des Stroms an der Börse durch die Einnahmen aus der Marktprämie nicht mehr ausgeglichen werden³⁷. Bei höheren Preisen wird dagegen noch ein positiver Erlös erzielt. Dabei ist zu beachten, dass ggf. andere Kostenkomponenten die Preisgrenze beeinflussen können. Entstehen beispielsweise durch eine Abschaltung zusätzliche Kosten, so senken diese den minimalen Gebotspreis ab.

Neben der Annäherung an den minimalen Gebotspreis aus den bekannten Anlagencharakteristika und –kosten ist auch möglich, die aggregierten Gebotskurven des Day-Ahead-Handels der Strombörse EEX auszuwerten. Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch die Angebotskurven zu drei verschiedenen Stunden des 29. November 2013.

³⁶ Diese Abschätzung gilt, wenn man voraussetzt, dass unter den Vermarktern von Wind- und PV-Strom Wettbewerb herrscht. Im Fall eines Oligopols könnten Vermarkter durch entsprechende Absprachen auch hiervon abweichende Gebotsstrategien verfolgen, um die gleitende Marktprämie zu erhöhen (s.u.).

³⁷ In bestimmten Situationen sind Gaming-Strategien möglich, die höhere Gesamterlöse für einen Direktvermarkter ermöglichen, in dem strategisch gezielt bestimmte Mengen geboten werden, die von den hier abgeleiteten abweichen.

Abbildung 15: EEX-Gebotskurven am 29. November 2013



Quelle: EEX

Im Bereich von -65 €/MWh und von etwa -82 €/MWh zeigt sich, dass eine auffallend große Erzeugungsleistung (am waagerechten Verlauf der Gebotskurve erkennbar und durch blaue Rechtecke hervorgehoben) gerade noch bzw. nicht mehr bereit ist, Strom anzubieten.

Konventionelle Kraftwerke haben gerade bei negativen Preisen stark divergierende Abschaltbereitschaften (je nach konkretem Energieträger, Technologie, Wirkungsgrad, aktueller Teillast und damit einhergehenden Wirkungsgradänderungen, Vermarktungsstrategie für die vorhergehenden und nachfolgenden Stunden usw.), so dass hier ein einheitlicher Abschaltpreis für eine derart große Leistung in diesem Preisbereich recht unwahrscheinlich ist.

Plausibel ist dagegen, dass es sich hier um Gebote für Windenergie handelt. In der folgenden Tabelle ist gezeigt, dass die Gebotsmengen jeweils dann zunahm, als auch die Windenergie-Einspeisung anstieg³⁸.

Tabelle 5: Einspeisung von Windenergie am 29. November 2013 und spezifische Gebotsmengen

	Einspeisung aus Windenergie in MWh	Angebotsmenge in MW mit Grenzpreis -65 €/MWh	Angebotsmenge in MW mit Grenzpreis -81,2 €/MWh
von 00 - 01 Uhr	8.243	520	500
von 12 - 13 Uhr	12.901	2.182	600
von 18 - 19 Uhr	18.814	2.962	902

Quelle: EEX

³⁸ Die für die Gebotsbildung der Day-Ahead-Auktion relevantere Prognose der Windeinspeisung nahm ebenfalls im selben Maße zu.

Die Day-Ahead-Auktion führte am 29. November 2013 nicht zu negativen Preisen. Doch hätte der Preis z.B. von 18 bis 19 Uhr –66 €/MWh betragen, erscheint es aus der voranstehenden Analyse her plausibel, dass knapp 3 GW Windstrom aufgrund von Anlagen-Abregelungen nicht eingespeist worden wären (sofern es nicht noch gelungen wäre, sie später im Intraday-Handel zu vermarkten). Bei einem Preis von -82 €/MWh wären weitere 900 MW hinzugekommen. Bemerkenswert ist allerdings auch, dass sich dadurch die Gesamt-Windeinspeisung von 18,8 GW in dieser Stunde lediglich um 3 bzw. 3,9 GW reduziert hätte und nicht um deutlich mehr – denn wie oben dargestellt, befindet sich rund 87% der Windenergie in der Direktvermarktung und dürfte inzwischen größtenteils mit Fernsteuerungstechnik ausgestattet sein. Möglicherweise bestehen jedoch weitere technische oder vertragliche Restriktionen zwischen Anlagenbetreibern und Direktvermarktern, die eine weitergehende Steuerung verhindert haben.

Ähnliche Beobachtungen zeigen sich etwa bei der Day-Ahead-Auktion für den 5. Dezember 2013 (dem ersten Tag des Sturmtiefs Xaver), wo ebenfalls Gebote mit einem Abschaltpreis von -65€ /MWh abgegeben wurden, deren Volumen (parallel zur Windeinspeisungsvorhersage) den ganzen Tag über zunahm und für die Stunde von 19 bis 20 Uhr ein Maximum von 4,2 GW erreichte.

Zur Flexibilität im deutschen Kraftwerksbestand

Für die Flexibilität der im deutschen Kraftwerkspark bestehenden konventionellen Anlagen gibt es keine detaillierten, öffentlich verfügbaren Informationen. Übersichten in Studien geben hier geschätzte durchschnittliche Werte an. Wesentlich ist, dass hier auch erhebliche Unterschiede bei den Betreibern bestehen können, je nachdem, wie viel Verschleiß z.B. bei häufigen Laständerungen eines eher inflexiblen Kraftwerks im Einzelfall akzeptiert wird. Dies erwies sich beispielsweise im Rahmen des Workshops als bedeutend für die Fahrweise zweier Kraftwerke derselben Technologie desselben Betreiber-Unternehmens, für welches dieselben Betriebsvorgaben unterschiedlich ausgelegt wurden. Häufig ist der Verschleiß konkreter Anlagen(-teile) bei bestimmten Fahrweisen auch dem Betreiber nicht genau bekannt – solange die betreffenden Anlagenteile noch funktionieren – und entsprechend schwer ist es, optimale Fahrweisen festzulegen bzw. entstehende Kosten ex ante abzuschätzen.

Konventionelle Kraftwerke weisen teils eine erhebliche Mindestlast auf (vgl. Tabelle 1). Hat ein Kraftwerksbetreiber allerdings mindestens zwei Kraftwerksblöcke im Portfolio, kann er flexibler agieren, indem er eine oder mehrere Anlage völlig abschaltet und nur die übrigen im Leistungsbereich zwischen Mindest- und Nennlast betreibt.

- Atomkraftwerke haben eine Mindestleistung von etwa 50 bis 60% (Hundt et al 2009, S. 25ff). Die heute in Deutschland noch betriebenen Atomkraftwerke haben alle eine Leistung um 1300 bis 1400 MW, entsprechend erzeugen sie je Block jeweils mindestens rund 750 MW.

- Bei Braunkohle-Kraftwerken liegt die Mindestlast bei 50 bis 60% (VDE 2012, S. 40). Bei einem 750 MW-Block wie den beiden Anlagen des Kraftwerks Schwarze Pumpe³⁹ entspricht dies rund 400 MW, bei noch größeren Anlagen wie den 1050 MW-Blöcken in Neurath sind dies knapp 600 MW pro Block.
- Bei Steinkohle-Kraftwerken liegt die Mindestlast bei rund 40%; sie kann laut VDE unter Inkaufnahme von Anlagenverschleiß und ohne zusätzliche Investitionen jedoch bis auf 25% reduziert werden (ebd.). Ein großer Steinkohle-Block wie der in Wilhelmshaven mit 760 MW Leistung kommt so auf eine Mindestleistung von rund 200 bis 300 MW. Kleinere Steinkohle-Kraftwerke haben zumeist eine Wärmeauskopplung, die dann das Flexibilitätsverhalten mit bestimmt.
- Bei größeren erdgasbetriebenen Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD) und Gasturbinen(GT)-Kraftwerken beträgt die Minimallast ebenfalls um die 40%. Aufgrund der schnellen An- und Abfahrgeschwindigkeit vor allem von GT-Kraftwerken fällt diese allerdings weniger ins Gewicht als bei den langsamer regelbaren Kraftwerken. Dies entspricht bei einer typischen großen GuD-Anlage wie dem 800 MW-Block in Knapsack rund 400 MW. Kleinere GuD-Anlagen ohne Wärmeauskopplung haben eher eine Leistung von 270 bis 550 MW. Gasturbinen-Kraftwerke sind deutlich kleiner, die beiden Gasturbinen-Blöcke des Kraftwerks Altbach/Deizisau haben z.B. lediglich eine Leistung von 60 bzw. 80 MW, so dass hier eine Mindestleistung für die Gesamtbilanz nicht mehr ins Gewicht fällt.
- KWK-Anlagen im wärmegeführten Betrieb weisen unabhängig von ihren Anlagencharakteristika eine implizite Mindestlast in Höhe ihrer Wärmenachfrage zu betreffenden Stunde auf, sofern diese nicht durch einen zuvor gefüllten Wärmespeicher oder einen Heizkessel gedeckt werden kann.

Nach einer Analyse des FhISE (2013) der ersten Halbjahre 2012 und 2013 betrug die Leistung aus Braunkohlekraftwerken noch mindestens 42% und bis zu 73% der installierten Leistung, die aus Atomkraftwerken mindestens 49% und bis hin zu 96% der installierten Leistung, wenn der Day-ahead-Strompreis an der Börse bereits negativ war. Dies bezieht sich allerdings darauf, welcher Anteil der grundsätzlich betriebsbereiten Kraftwerksleistung zu den betreffenden Stunden im Einsatz war und erlaubt keine Aussagen über die Mindestleistung oder Flexibilität einzelner Kraftwerke.

Konventionelle Kraftwerke sind auch unterschiedlich schnell regelbar. Dies bezieht sich einerseits auf ihre Anfahrzeit aus dem Stillstand, andererseits darauf, wie schnell sie oberhalb ihrer Mindestleistung die Erzeugung variieren können. Die folgende Tabelle zeigt durchschnittliche Werte für die Anfahrzeiten.

³⁹ Für konkrete Anlagen liegen keine konkreten Flexibilitätsdaten vor, insofern kann nicht sicher davon ausgegangen werden, dass die allgemeinen Branchen-Mittelwerte für die hier genannten Anlagen genau zutreffen.

Tabelle 6: Anfahrzeiten konventioneller Kraftwerke⁴⁰

	Steinkohle	Braunkohle	GuD-Anlage	Gasturbine
Anfahrzeit Heißstart (< 8 h)	2,5 bis 3 h	4 bis 6 h	1 bis 1,5 h	< 0,1 h
Anfahrzeit Kaltstart (> 48 h)	5 bis 10 h	8 bis 10 h	3 bis 4 h	< 0,1 h

Quelle: VDE 2012, S. 40 und Branchenangaben.

Neben diesen technischen Parametern sind auch Ab- und Anfahrkosten zu berücksichtigen, für die keine Näherungswerte vorliegen und allenfalls grobe Abschätzungen möglich sind.

Auch oberhalb der Mindestleistung eines Kraftwerks sind Kraftwerke unterschiedlich schnell regelbar. In den Übersichtsstudien wird die Laständerungsgeschwindigkeit häufig anteilig an der Nennleistung des Kraftwerks je Minute angegeben. Zur Veranschaulichung ist jeweils für eine Beispielanlage angegeben, um wie viel die Leistung der Anlage in 5 Minuten hier variiert werden kann. Die teils groß erscheinenden Leistungsänderungen bei den großen konventionellen Kraftwerken sind jeweils vor dem Hintergrund ihrer hohen Mindestleistungen zu betrachten, die nicht unterschritten werden können – außer durch vollständige Abschaltung des Kraftwerks.

Tabelle 7: Laständerungsgeschwindigkeiten konventioneller Kraftwerke

	Atomkraft	Steinkohle	Braunkohle	GuD-Anlage	Gasturbine
Laständerungsgeschwindigkeit (in % der Anlagenleistung/ Minute) oberhalb der Mindestlast	4 bis 7 % / Minute	1,5 bis 4% / Minute	1 bis 2,5% / Minute	2 bis 4% / Minute	8 bis 12% / Minute
Beispielanlage je 5 Minuten	1300 MW: rund 360 MW	760 MW: rund 110 MW	750 MW: rund 70 MW	400 MW: rund 50 MW	80 MW: rund 40 MW

Quelle: VDE 2012, S. 40, IER 2009, S. 26 und Branchenangaben

Zusätzlich kommen im Einzelfall weniger technische, im Betriebsalltag jedoch teils auch relevante Rahmenbedingungen zum Tragen. So erfordert das Hochfahren eines Atomkraftwerks beispielsweise, dass besonders hierfür qualifiziertes Personal eingesetzt wird. Sofern dieses gerade bei einem anderen Kraftwerk beschäftigt ist, schränken sich die Entscheidungsmöglichkeiten des Betreibers entsprechend ein. Auch Genehmigungsfragen sind zu beachten – so darf ein gänzlich abgeschaltetes Kernkraftwerk nicht ohne Genehmigung durch die Aufsichtsbehörde wieder angefahren werden.

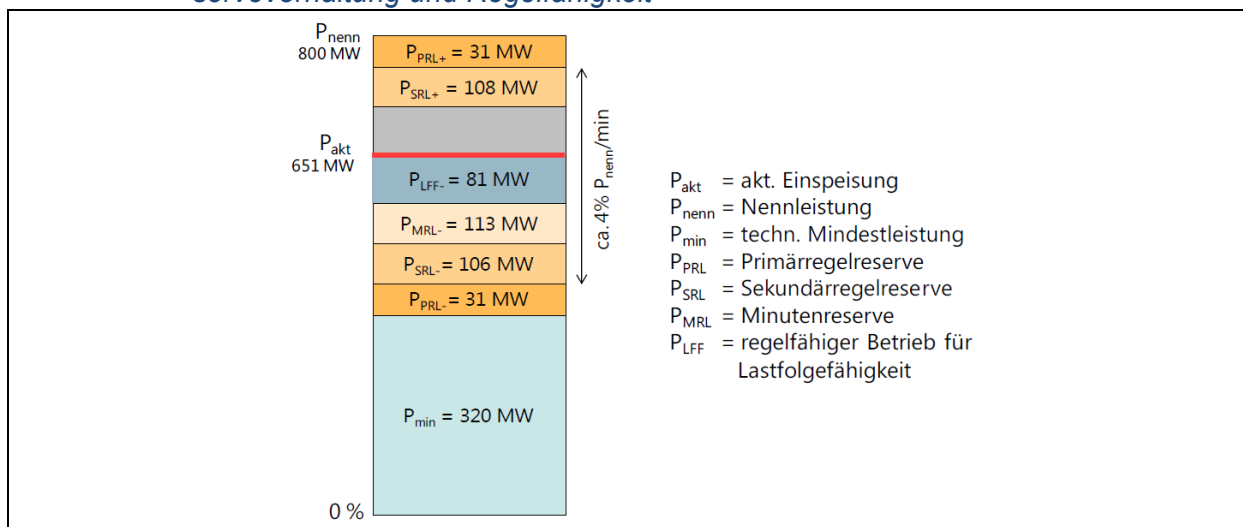
⁴⁰ Für Kernkraftwerke liegen nur stark differierende Werte vor.

Bei der KWK ist gesondert zu betrachten, ob gerade eine Wärmelieferverpflichtung vorliegt, ob ein Heizkessel bereit steht (der die benötigte Wärme auch ohne das „Nebenprodukt Strom“ erzeugen kann) bzw. ein bereits vorab gefüllter Wärmespeicher. Für Details zum flexibleren Betrieb von KWK vgl. die IZES-Studie „Aktionsprogramm flexible Kapazitäten“ vom Oktober 2013.

Zur Bereithaltung von Regelleistung

Haben konventionelle Kraftwerke zudem Regelenergie zugesagt, müssen sie entsprechend mit ihrer Mindestleistung bereits am Netz sein sowie zusätzlich ggf. dem Umfang negativer Regelenergie, um auch bei deren Abruf ihre Mindestleistung nicht zu unterschreiten. In bestimmten Fällen ist auch eine Ausfallreserve erforderlich, falls das eigentlich vorgesehene Kraftwerk die Regelleistung kurzfristig doch nicht erbringen kann. FGH et al (2012) haben dies am Beispiel eines 800 MW-Steinkohlekraftwerks mit einer Mindestleistung von 320 MW veranschaulicht.

Abbildung 16: Aufteilung des verfügbaren Leistungsbands eines Kraftwerksblocks auf Reservevorhaltung und Regelfähigkeit



Quelle: FGH et al (2012, S. 36)

Für Braunkohle-Kraftwerke gilt die hohe Mindestleistung als Nebeneffekt einer Reserveleistungsvorhaltung in besonderem Maße. Branchenangaben zufolge ist die erforderliche Mindestleistung hier um das 20 bis 50-fache höher als die direkt kontrahierte Reserveleistung.

Zu unterscheiden sind Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL), die innerhalb von 30 Sekunden, 5 Minuten bzw. 15 Minuten bereitgestellt werden müssen. Dabei erforderlich ist jeweils positive und negative Regelleistung, wobei positive Regelleistung für ein Kraftwerk eine Erhöhung der Erzeugung fordert und negative Regelleistung eine Senkung der Erzeugung.

Die von den ÜNB benötigten Leistungen werden von diesen ausgeschrieben, und zwar getrennt nach PRL, SRL und MRL und für SRL und MRL getrennt nach positiver und negativer Reserve. Die Ausschreibungsmodalitäten haben sich in letzter Zeit erheblich geändert. Ge-

genwärtig erfolgt die Ausschreibung von PRL am Dienstag jeder Woche für die Folgewoche, vor dem 27.06.2011 wurde eine monatliche Bereitstellung ausgeschrieben.

Für SRL wurde die Ausschreibungsdauer zum selben Datum ebenfalls von einer monatlichen zu einer wöchentlichen Bereitstellung überführt. Unterschieden wird bei der SRL zusätzlich – neben der getrennten Ausschreibung von positiver und negativer Leistung – zwischen der „Hauptzeit“ (die an Werktagen von 08:00-20:00 Uhr läuft) und „Nebenzeit“ (die die verbleibenden Stunden der Woche umfasst). Die Ausschreibung erfolgt jeweils am Mittwoch der Vorwoche.

Bei der Ausschreibung von Minutenreserve wird ebenfalls positive und negative Regelleistung unterschieden. Seit dem 18.10.2011 wird sie täglich für vierstündige Zeitscheiben – 00:00-04:00 Uhr, 04:00-08:00 Uhr, 08:00-12:00 Uhr, 12:00-16:00 Uhr, 16:00-20:00 Uhr, 20:00-24:00 Uhr - des Folgetags ausgeschrieben.

Der Zuschlag der Ausschreibung erfolgt vor Handelsschluss des Day-ahead-Marktes der EPEX, so dass Kraftwerksbetreiber das Ergebnis der Ausschreibung zur Minutenreserve bei ihren Angeboten auf dem Day-ahead-Markt berücksichtigen können. Aktuell werden 576 MW Primärregelleistung, 2018 MW Sekundärregelleistung negativ und 2073 MW Sekundärregelleistung positiv, 2720 MW Minutenreserve negativ und 2447 MW Minutenreserve positiv ausgeschrieben. Insgesamt werden also jeweils deutlich über 5 GW positiver oder negativer Regelernergieleistung ausgeschrieben.

Insbesondere, dass Regelernergie mit erheblichem zeitlichen Vorlauf vor verfügbaren Wetterprognosen ausgeschrieben wird, ist hier kontraproduktiv. Zeichnete sich beispielsweise an einem Freitag für das Wochenende eine starke Einspeisung aus Windenergie ab, wäre es für den Betreiber von Braunkohle- oder Steinkohle-Kraftwerks sinnvoll, diese zumindest teilweise über das Wochenende abzuschalten und den vorab auf dem Terminmarkt bereits zugesicherten Stromabsatz nicht durch eigene Erzeugung, sondern durch Zukauf am Day-Ahead-Markt zu decken – in Zeiten hoher Einspeisung aus Wind- und/oder Solarenergie sind die Strompreise hier oftmals niedriger als die alternativen Kosten für die Brennstoffe dieser Kraftwerke. Hat der Betreiber jedoch Regelernergie zugesichert, muss er mit ausreichenden Kraftwerken am Netz sein, um diese bei Abruf liefern zu können.

Fände die Ausschreibung nahe am Liefertermin statt, könnte im Einzelfall abgewogen werden, ob überhaupt Regelleistung angeboten werden soll oder ob die hierfür eigens vorzuhaltende Mindestleistung am Day-Ahead-Markt womöglich nur mit Verlusten verkauft werden kann. Die Ausschreibung für das hier beispielhaft genannte Wochenende hat jedoch bereits (für Primärregelleistung) am Dienstag bzw. (für Sekundärregelleistung) am Mittwoch der Vorwoche stattgefunden. Der zeitliche Abstand zwischen Kontrahierung der Primärregelleistung und ihrem möglichen Abruf liegt also bei mindestens sechs und maximal 13 Tagen, bei der Sekundärregelleistung sind es fünf bis zwölf Tage – in jedem Fall zu lang, um Einspeiseprognosen für Wind und PV berücksichtigen zu können.

Kurzfristige Möglichkeiten, auf negative Day-Ahead-Börsenpreise zu reagieren

Folgende Schritte bei der Kraftwerkseinsatzplanung sind mithin zu unterscheiden und von verschiedenen Randbedingungen und Erwartungen abhängig.

Abbildung 17: Schematische Kraftwerkseinsatzplanung



Wöchentliche Auktion von Primär- und Sekundär-Regelleistung für die Folgewoche	Tägliche Auktion von Minutenreserve für den Folgetag	Tägliche Day-Ahead-Spotmarkt-Auktion für den Folgetag	Produktionsplanung	Intraday-Handel für Lieferungen am selben Tag	Eigentlicher Anlageneinsatz
Eigene Spotmarkt-Prognose	Eigene Spotmarkt-Prognose	Anlagenverfügbarkeit prüfen Kapazität für Regelleistung reservieren Prognose Wind-/PV-Einspeisung Prognose Stromnachfrage (Last)	Konkreten Betriebsplänen Randbedingungen beachten, z.B. Fernwärmebedarf, Speicherfüllstand bei Wärmelieferverpflichtungen, aber auch Wasserbeckensfüllstand bei Pumpspeichern	Optimierung: berücksichtigen neuer Informationen z.B. zu Wetter oder Stromnachfrage	Lieferung von Strom an Kunden und ggf. entspr. Regelleistung-Abruf Ausgleich von Kraftwerksausfällen

Quelle: EnBW und andere Branchenangaben, eigene Darstellung

Aus den Diskussionen bei den Workshops ergaben sich je nach konkretem Anlagenportfolio unterschiedliche Möglichkeiten von Kraftwerksbetreibern, kurzfristig mit negativen Strompreisen umzugehen (in einer ungefähren Rangfolge bei immer weiter sinkenden Preisen):

- Pumpbetrieb bei Pumpspeicher-Kraftwerken
- Fossile und nukleare Kraftwerke reduzieren (zunächst bis zur Mindestleistung), ohnehin geplante Abschaltungen vorziehen, ohnehin geplante Anschaltungen nach hinten verschieben
- Zusätzliches, zuvor nicht geplantes Ausschalten fossiler und nuklearer Kraftwerke
- Abregeln erneuerbarer Anlagen
- Zuschalten von zusätzlicher Nachfrage⁴¹, z.B. „Fuel Switch“ in KWK-Anlagen (elektrische Wärmeerzeugung statt KWK-Betrieb)

⁴¹ Grund dafür, dass sich dies erst bei sehr stark negativen Preisen rentiert, ist dass dieser Strom ganz regulär mit Abgaben und Steuern belegt ist, die ebenfalls durch das Niveau der negativen Strompreise kompensiert werden müssten, damit der Fuel Switch rentabel ist.

➔ **Kein Geld von Industrie und Staat**

Greenpeace ist eine internationale Umweltorganisation, die mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen kämpft. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Mehr als eine halbe Million Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.