

Projekt

Stromsystem-Design: das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes

Anlage B) zum Endbericht

IZES

Vermarktung von FEE-Anlagen in den bestehenden elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkten – ein sinnvolles Ziel?

07.10.2013

Autoren: U. Leprich, U. Klann, A. Weber, A. Zipp

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	IV
1 Einleitung	1
2 Charakteristika bestehender Teilmärkte.....	3
3 Zum Unterschied zwischen FEE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken	10
3.1 Besonderheiten der FEE-Anlagen	10
3.2 These 1: Die Stromerzeugung aus FEE-Anlagen hat systematische Nachteile bei der Terminvermarktung.....	12
3.3 These 2: Die Möglichkeit konventioneller Grundlastkraftwerke zur längerfristigen Vermarktung verlangsamt die Systemtransformation.....	16
3.4 These 3: FEE-Anlagen benötigen eine Privilegierung, um ihre Rolle als dargebotsabhängige zentrale Stromerzeugungsanlagen einzunehmen	17
3.5 Fazit.....	19
4 Marktpreissignale und Betrieb von FEE-Anlagen.....	20
4.1 Betrieb von FEE-Anlagen bei negativen Preisen	21
4.2 Marktpreissignal und Betrieb von FEE-Anlagen im Allgemeinen	24
4.3 Zusammenfassend: Betrieb von FEE-Anlagen und Marktpreissignale	27
5 Marktpreissignale und Investitionen in neue FEE-Anlagen	29
5.1 Einleitung	29
5.2 Investitionen in Windkraftanlagen	30
5.3 Investitionen in PV-Anlagen.....	35
5.4 Zur Bedeutung der Regelenergiemärkte für FEE-Anlagen	38
5.5 Zusammenfassung	42
6 Die aktuelle gleitende Marktprämie und ihre Lenkungswirkung	44
6.1 Ausgestaltung der Marktprämie	45
6.2 Kostenoptimierung und Marktmacht	46

6.3	Erlösoptimierung und Handlungsstrategien	47
6.4	Gewinnoptimierung von Direktvermarktern unter Akzeptanz negativer Preise	48
6.5	Gewinnoptimierung unter dem Referenzertragsmodell.....	50
6.6	Fernsteuerbonus im Rahmen der gleitenden Marktprämie.....	52
6.7	FEE und Regelenergie	52
6.8	Fazit.....	53
7	Zusammenfassung.....	54
8	Literaturverzeichnis	57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Optimaler Kraftwerkspark in Abhängigkeit der Kostenstruktur und der Jahreslastkurve	11
Abbildung 2: Beschaffung auf den Kurzfristmärkten.....	15
Abbildung 3: Ertragsoptimierung durch Kapazitätszurückhaltung.....	51

1 Einleitung

In den letzten Jahren war häufig davon die Rede, dass die erneuerbaren Energien „erwachsen“ werden und sich in „den Markt“ integrieren müssen. Der Schutzzaun um sie herum müsse fallen, und sie müssten die Herausforderung annehmen, im „Wettbewerb“ zu bestehen.

Jeder, der sich näher mit der Elektrizitätswirtschaft beschäftigt, weiß, dass es keinen „Strommarkt“ gibt, der nach den gleichen Kriterien funktionieren würde wie der Biermarkt. Vielmehr handelt es sich um einen hochkomplexen Sektor mit vielen Teilmärkten und einzelnen Segmenten, die ausdrücklich vom Wettbewerb ausgenommen sind.

Zudem gab es immer schon gute Gründe, den Status Quo des bundesdeutschen Elektrizitätssektors nicht mit der Elle eines Lehrbuchmarktes zu messen:

- Die Mehrzahl der bestehenden Großkraftwerke, die das aktuelle Stromangebot dominieren, ist gerade nicht unter Wettbewerbsbedingungen entstanden, sondern wurde vor der Liberalisierung quasi ohne größere Investitionsrisiken errichtet und über die Strompreise refinanziert.
- Die Marktmacht der vier großen Energiekonzerne ist erst im Januar 2011 erneut vom Bundeskartellamt bestätigt worden; Grundlage dafür ist in erster Linie der Besitz der Großkraftwerke.
- Die hohen externen Kosten sind aktuell nur zu einem geringen Teil internalisiert; dies gilt insbesondere für die mit der Atomenergie verbundenen Folgekosten als auch für die Kosten der Klimaerwärmung, die durch den aktuellen niedrigen CO₂-Zertifikatspreis nicht ansatzweise abgebildet werden.

Gleichwohl hat der Wunsch, die erneuerbaren Energien den Signalen der bestehenden (verzerrten) Märkte auszusetzen, politisch ein Momentum gewonnen, das nicht ignoriert werden kann. Gespeist wird dieser Wunsch möglicherweise durch das „bequeme“ Betreiben von Wind- und Solaranlagen („operate and forget“) im Vergleich zu den erheblichen Anstrengungen der fossilen und nuklearen Kraftwerksbetreiber, sich dem Dargebot dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) anzupassen.

Da hektische Betriebsamkeit der FEE-Anlagenbetreiber sicherlich nicht der Maßstab sein kann, die Systemdienlichkeit von Preissignalen zu bewerten, sollen die möglichen Auswirkungen dieser Signale auf den Betrieb von und die Investition in diese Anlagen genauer analysiert werden. Zuvor sollen jedoch die gravierenden Unterschiede herausgearbeitet werden, die zwischen konventionellen Kraftwerken und FEE-Anlagen bestehen und die es verbieten, beide Optionen mit der gleichen Elle messen zu wollen.

Um nicht den derzeitigen Eindruck zu verstärken, zum jetzigen Börsenpreismodell auf der Basis grenzkostenorientierter Preise gäbe es keine Alternative, soll nachfolgend zunächst ein Blick auf den Beginn der Liberalisierung und die damaligen Alternativen nebst Begründungen geworfen werden.

2 Charakteristika bestehender Teilmärkte

Historisch und gegenwärtig international sind im Zuge von Liberalisierung, Entflechtung und Privatisierung der Stromversorgung mit dem Ziel Stromerzeugung und -handel wettbewerblich zu gestalten, zwei unterschiedliche Designs für Strommärkte entstanden, zwischen denen es allerdings in der konkreten Ausgestaltung Überschneidungen geben kann: Das „Pool-Modell“ und das „Börsenpreismodell“:

Im Rahmen des **Pool-Modells** wird versucht, das gesamte Stromsystem auf Basis von Daten der privaten Kraftwerksbetreiber sowie zur Nachfrage und den Netzen zu optimieren. Erzeuger sind typischerweise verpflichtet, alle Erzeugungsmengen in den Pool einzustellen, und die Großhändler, ihre Mengen aus dem Pool zu beziehen. Notwendige Daten zu Grenzkosten, verfügbaren Leistungen, Anfahrkosten u.ä. haben die Kraftwerksbetreiber als Gebot z.B. am Tag zuvor und in halbstündlicher Auflösung für den nächsten Tag anzubieten. Aus diesen Daten sowie der geschätzten Nachfrage, den Netzrestriktionen, den Erfordernissen der Versorgungssicherheit (z.B. erforderliche Regelenergie) berechnet der Pooladministrator – typischerweise der Übertragungsnetzbetreiber oder ein Independent System Operator - dann die kostenoptimale Erzeugung, die die Nachfrage erfüllt und den Netz- und Versorgungssicherheitsanforderungen gerecht wird. Die Kraftwerksbetreiber erhalten dann entsprechend des Optimierungsergebnisses einen Zuschlag. Die an die Kraftwerksbetreiber für ihre Erzeugung oder Bereithaltung von Leistung zu zahlenden Preise können ebenso verschieden bestimmt werden – z.B. pay-as-bid oder Systemgrenzkosten - wie der Inhalt der von den Kraftwerksbetreibern im Angebot zu nennenden Daten und der zeitliche Ablauf des Angebots oder der Angebote. Demnach ist eine große Bandbreite an unterschiedlichen Modellen vorstellbar. Entscheidend für das Poolsystem ist der Versuch, eine kostenoptimale Lösung für das gesamte Stromsystem auf Basis von Angeboten der Kraftwerksbetreiber zu berechnen. Beispielhaft sei auf die Darstellung und Diskussion eines der ersten Poolsysteme, das in England und Wales 1990 eingeführt wurde, in Fehr, Harbord (1998)¹ verwiesen. In diesem Poolsystem wurde über die Grenzkosten hinaus auch eine Leistungspreiskomponente bezahlt. Weltweit sind Poolsysteme verbreitet.

Das „**Börsenpreismodell**“ basiert auf einem Kurzfristmarkt für Strom als zentrales Element. Er ist i. Allg. als day-ahead-Markt organisiert, bei dem im wesentlichen An-

¹ Dort werden auch das damals entstehende australische System sowie das kalifornische diskutiert. Einen genaueren Ablauf der Regulierungsentwicklung des britischen Marktes bietet Simmonds (2002). In Ockenfels et al. (2008) wird das Pennsylvania, New Jersey und Maryland (PJM) Poolsystem als Prototyp bezeichnet. Der PJM-Pool wurde 1993 gegründet, die erste von ihm organisierte Auktion fand 1997 statt.

bieter und Nachfrager am Vortag für alle Stunden² des Folgetags Mengen-Preis-Kombinationen an einer Börse einstellen und die Börse daraus den markträumenden Preis bestimmt, bei dem Angebot und Nachfrage übereinstimmen. Im Gegensatz zum Poolmodell wird also nicht das gesamte Stromsystem optimiert, vielmehr wird ein kurzfristiger Austausch von Flexibilitäten organisiert. Falls alle Kapazitäten flexibel wären und Transaktionskosten vernachlässigbar, bestünde in Abwesenheit von Marktmacht die optimale Angebotsstrategie in einem Angebot entsprechend den Grenzkosten. Die Stromnachfrage kann als sehr preisunelastisch angesehen werden. Ein Angebot entsprechend einer solchen Merit-order wird bei einem Tausch von Flexibilität auch bei Vorliegen von Langfristkontrakten über make-or-buy-Entscheidungen erreicht. Bei Inflexibilitäten wird ein Anbieter für einzelne Stunden gegebenenfalls auch Preise unter Grenzkosten in Kauf nehmen, sofern Preise in benachbarten Stunden einen insgesamt positiven Deckungsbeitrag erwarten lassen.

Der vermutlich erste diesem Modell zuzuordnende Handel fand ab 1971 in Norwegen statt, dessen Power Exchange “operated as a wholesale market at the margin, allowing participants to sell surpluses, or cover deficits, relative to their long-term contractual obligations.” (Fehr/Harbord, 1998, S.9f.). In Deutschland begann der day-ahead-Börsenhandel am 14. Juni 2000.

Um diesen Handel herum müssen weitere Märkte oder andere Mechanismen etabliert werden, die in ihrer Gesamtheit eine sichere Versorgung unter Beachtung der Netzrestriktionen gewährleisten. Sie werden um diesen Markt herum etabliert, da der einheitliche, transparent zustandekommende Preis als Referenzpreis für Anbieter und Nachfrager dient: Für Regelleistung bestimmt er die Opportunitätskosten der Anbieter, für Langfristverträge und insbesondere einen Terminmarkt dient er als Referenzpreis. Erwartungsänderungen nach Festlegung des markträumenden day-ahead-Preises können in einen anschließenden kontinuierlichen intraday-Handel einfließen. In der EU hat sich dieses „Börsenpreismodell“ durchgesetzt.

In England und Wales ist ein wesentlicher Schritt zu einem Übergang zum „Börsenpreismodell“ mit dem 2001 in Kraft getretenen New Electricity Trading Arrangements (NETA) gemacht worden, als u.a. die Dispatchentscheidung vom Pooladministrator auf einen „Self-dispatch“ der Kraftwerksbetreiber umgestellt wurde³. Für diese Umstellung werden in Simmonds (2002, S.9) mehrere Gründe aufgeführt, darunter: Feh-

² Die Möglichkeit von Blockgeboten oder das – mitunter auch ausschließliche - Angebot von Blöcken durch die Börse kann hier als nebensächlich vernachlässigt werden.

³ S. Simmonds (2002, S. 10), allerdings sind die an dieser Stelle – und dort weiter hinten ausführlich diskutierten Änderungen – noch deutlich von einem Börsenpreismodell entfernt, weil z.B. pay-as-bid-Preise festgelegt wurden. Zur 2005 in UK in Kraft getretenen neuen Regelung s. Ockenfels et al. (2008, S.57f.).

lender Wettbewerb, Komplexität des Biet- und Preisfestlegungsprozesses, Manipulierbarkeit der Poolpreise, Nichteffektivität der Kapazitätzahlung und deren Missbrauchsmöglichkeit. Er schätzt sie wie folgt ein: "Many of these problems ... were caused by dominance of the generation market⁴ rather than by the pool itself". Es scheinen demnach keine fundamentalen Probleme des Poolmodells, die durch das Börsenpreismodell gelöst werden, vorzuliegen.

Vor- und Nachteile dieser beiden Systeme diskutiert z.B. Ockenfels et al. (2008, S.13ff. u. S.60ff.). Poolmodelle bewerten Ockenfels et al. (1998, S. 14f.) als vorteilhaft, wenn „Wettbewerb stark ist ..., die Nachfrage keine große Rolle bei der Preisfindung spielen kann, und wenn die in der Praxis notwendigerweise auftretenden Defizite bei der zentralen Systemoptimierung klein gehalten werden können.“ Grundsätzlich kann nicht ausgeschlossen werden, dass für ein Zielsystem, das überwiegend auf FEE-Erzeugung basiert, ein Poolmodell vorteilhaft sein könnte, insbesondere wenn die gegenwärtige Akteursvielfalt an EE-Anlagenbetreiber aufrechterhalten wird und womöglich eine sukzessive Optimierung ausgehend von Verteilernetzen erfolgt. Da es hier um die aktuelle Weiterentwicklung des EEG geht und eine derartig fundamentale Systemumstellung in absehbarer Zeit ausgeschlossen werden kann, ist im Weiteren aber vom gegenwärtigen „Börsenpreismodell“ auszugehen.

Für die Integration von FEE ist es offensichtlich höchst bedeutsam, ob sie über einen Pool in das Gesamtsystem integriert werden können, oder ob ein „Börsenpreismodell“ mit vielen von einander abhängigen Teilsystemen als Referenzsystem zu beachten ist. Die Teilsysteme können auf Basis ihres Zusammenhangs mit day-ahead-Märkten erläutert werden.

Änderungen der Erwartungen – z.B. bessere Prognose für FEE-Erzeugung - und Reaktionen auf unerwartete Ereignisse nach Abschluss des day-ahead-Handels können durch einen Handel auf dem Intraday berücksichtigt werden. Auf dem Intraday-Markt werden Stunden- und Viertelstundenkontrakte kontinuierlich und rund um die Uhr bis 45 Minuten vor dem Lieferzeitraum gehandelt. Mit zunehmender FEE-Einspeisung ist bei gegenwärtiger Marktstruktur zu erwarten, dass die Bedeutung des Intraday-Handels zunimmt, da im Vergleich zum day-ahead-Markt veränderte und bessere Prognosen zu erwarten sind. Darüber hinaus wird der Ausgleichsener-

⁴ Die aus mangelndem Wettbewerb resultierenden "high pool prices appear to have been partially responsible for inducing excessive entry by independent power producers (IPPs)" (Fehr/Harbord, 1998, S.7), wobei Investitionsrisiken über Verträge mit Verteilnetzbetreibern anscheinend auf Kunden überwältigt werden konnten.

giepreis inzwischen so bestimmt, dass er Intraday-Preise übersteigt, um Anreize für einen Bilanzausgleich über den Intraday-Markt zu schaffen⁵.

Auf den day-ahead-Preisen basieren handelbare Terminkontrakte, denen insbesondere Jahres-, Vierteljahres-, Monats-, Wochen-, Wochenend- und Tageslieferzeiträume zugrundeliegen können. Diese Lieferzeiträume werden teils bei Näherung der Erfüllungsperiode automatisch in kürzere Lieferzeiträume überführt. Bei Fälligkeit sollte sich grundsätzlich der Preis des Futures dem durchschnittlichen day-ahead-Preis im Lieferzeitraum annähern. Der Zusammenhang soll hier nicht näher ausgeführt werden. Wenn man gleiche Lieferzeiträume unterstellt, können sich für Futurepreise und Spotmarktpreise folgende Zusammenhänge ergeben⁶:

1. Der Future entspricht dem erwarteten künftigen Spotpreis, da er bei Fälligkeit ein Spotgeschäft ersetzen kann. Aufgrund der Unsicherheit des zukünftigen Spotpreises kann der Futurepreis durch eine Risikoprämie vom erwarteten Spotmarktpreis abweichen. Die Risikoprämie sollte mit zunehmender Nähe des Fälligkeitsdatums sinken. Als Handelsmotive kommen sowohl Hedging als auch Spekulation in Betracht.⁷
2. Finanzinstitutionen handeln auf dem Terminmarkt so, dass ihre Aktivitäten das Rendite-Risikoverhältnis ihres Gesamtportfolios erhöhen. Die geforderte Risikoprämie hängt dann insbesondere von der Kovarianz der erwarteten Rendite einer Aktivität auf dem Terminmarkt mit der Rendite ihres Restportfolios ab⁸. Im Gegensatz zu Punkt 1. ist das Verhältnis von Futurepreis zu erwartetem Spotmarktpreis in dem Fall nicht mehr allein von dem erwarteten Geschehen und den Akteuren auf dem Strommarkt abhängig.
3. Eine Obergrenze des Terminpreises für Strom kann durch den Zusammenhang mit Preisen von Primärenergieträgern, die zur Stromerzeugung verwendet werden und für die Märkte existieren – also im wesentlichen Erdgas und Steinkohle -, abgeschätzt werden. Falls ein Terminpreis z.B. für Steinkohle geteilt durch den Wirkungsgrad eines Kraftwerks geringer ist als der Stromterminpreis für den gleichen Lieferungszeit-

⁵ Bundesnetzagentur (2013, S.15f.) sinniert aufgrund einer systematischen Überspeisung am 24.12.2012, die grundsätzlich durch Handel auf dem Intraday-Markt hätte ausgeglichen werden können, darüber, ob die gegenwärtige Berechnung des Ausgleichsenergiepreises noch nicht genügend Anreize schafft.

⁶ S. Schnorrenberg (2006, insbesondere die Kurzfassung der Hypothesen S.89ff.). Die in dieser Arbeit zu findenden ökonomischen Schätzungen dürften aufgrund erheblicher zwischenzeitlicher Änderungen der untersuchten Märkte für die gegenwärtige Situation nicht mehr aussagekräftig sein.

⁷ Schnorrenberg (2006, S.69ff.) verwendet zur Abbildung von Hedging ein spezielles Modell, dessen Allgemeingültigkeit nicht eingeschätzt werden kann. Aus diesem gewinnt er nähere Aussagen über die Risikoprämie, die dann u.a. von der Varianz und Schiefe der Verteilung der Spotmarktpreise abhängt. Dies sei hier erwähnt, um zu verdeutlichen, dass Aussagen über die Risikoprämie, deren Richtung und deren Bestimmungsgründe näher zu untersuchen sind. Im Übrigen diskutiert er mehrere Hypothesen, die hier unter Punkt 1 zusammengefasst sind

⁸ Zu einer Herleitung eines sich unter weiteren Bedingungen hieraus ergebenden Zusammenhangs zwischen Futurepreis und erwartetem Spotpreis s. Schnorrenberg (2006, S.84ff.).

raum, kann der Kraftwerksbetreiber einen Gewinn erzielen, wenn er Steinkohle auf Termin kauft und die entsprechende Strommenge verkauft⁹.

Auf den Terminmärkten sind neben Stadtwerken und großen Stromhändlern auch Banken aktiv. Für Banken ist der zweite Ansatz relevant, für große Stromhändler und Stadtwerke hingegen der erste. Dabei dürften Stadtwerke eher reine Risikoabsicherungen anstreben, während größere Händler durchaus spekulative Positionen halten könnten. Jedenfalls dürfte das Verhältnis von Futurepreis zu erwartetem Spotpreis auch vom Bankenverhalten abhängen, wobei die Banken die Rendite/Risiko-Kombination ihres Gesamtportfolios beachten¹⁰.

Im „Börsenpreismodell“ sind zudem Regelenergiemärkte erforderlich, auf denen Übertragungsnetzbetreiber sich die Leistungen durch Ausschreibungen sichern, die für eine Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Abweichung der Einspeisung oder des Verbrauchs vom Fahrplan erforderlich ist. Eine detailliertere Beschreibung der Regelenergiemärkte ist zu finden in Abschnitt 5. Im Folgenden soll die Beziehung zum Day-ahead-Markt näher beschrieben werden.

Auf Regelenergiemärkten¹¹ werden für eine Zeitscheibe positive und negative Regelleistungen getrennt ausgeschrieben, wobei bei positiver Regelenergie im Falle eines Abrufs zusätzlicher Strom einzuspeisen oder ein Verbrauch zu reduzieren ist, während bei Abruf negativer Regelleistung eine Einspeisung zu reduzieren oder ein Verbrauch zu erhöhen ist. Ein Anbieter nennt für positive bzw. negative Regelenergie eine Leistung sowie einen Leistungs- und Arbeitspreis. Der Zuschlag erfolgt nach Höhe des Leistungspreises, bis die ausgeschriebene Leistung erreicht ist. Gezahlt wird pay-as-bid. Der Abruf erfolgt in der kontrahierten Leistung in aufsteigender Folge nach den genannten Arbeitspreisen, d.h. der Leistungspreis bestimmt die Wahrscheinlichkeit des Zuschlags und den Erlös aus einem Zuschlag, der Arbeitspreis unter der Bedingung eines Zuschlags die Abrufwahrscheinlichkeit und den Erlös im Falle eines Abrufs. Die Ausschreibungen werden vor der Gebotsabgabe für den day-ahead-Markt entschieden. Grundsätzlich sind verschiedene Strategien denkbar: Es kann versucht werden, über den Leistungspreis einen Gewinn zu erzielen und den Arbeitspreis so hoch zu setzen, dass die Abrufwahrscheinlichkeit sehr gering wird.

⁹ Da Steinkohle und Erdgas lagerbar sind, kann ein Terminkauf vollkommen ersetzt werden durch die Kombination eines Kaufs auf dem Spotmarkt, einer Lagerung und eines Kredits, vorausgesetzt es gibt ausreichende Lagerkapazitäten.

¹⁰ Daneben wurde von einem Marktteilnehmer erwähnt, dass es auch Händler gebe, die auf Basis von Chartanalysen agieren. Diese wären dann wohl als „Noise-Trader“ aufzufassen.

¹¹ Die Beschreibung bezieht sich auf Minuten- und Sekundenreserve als quantitativ wichtigste Größen und lässt Primärregelung außer Acht. FEE dürften technisch Schwierigkeiten haben, Primärregelenergie anzubieten. Biomasseanlagen können u.U. eine Primärregelung leisten.

Eine Strategie, die über einen niedrigen Leistungspreis einen sehr sicheren Zuschlag verfolgt und dann über einen hohen Arbeitspreis versucht einen Gewinn zu erzielen, scheint nicht attraktiv, da der hohe Arbeitspreis die Abrufwahrscheinlichkeit reduziert und damit die Wahrscheinlichkeit eines Gewinns. Dazwischen sind aber sehr viele Abstufungen denkbar. Aussagen von Marktteilnehmern deuten darauf hin, dass zumindest im Minutenreservemarkt einige Anbieter die Strategie verfolgen, über Leistungspreise einen Gewinn zu erzielen und einen Abruf mit hohen Arbeitspreisen zu vermeiden. Die Daten zu den Angeboten zeigen aber deutlich, dass dies keine durchgehende Strategie ist, da z.B. positive Minutenreserve häufig zu einem Grenzleistungspreis von oder nahe von Null angeboten wurde. Im Folgenden wird vereinfachend über den Leistungspreis argumentiert.

Bei Teilnahme an Regelenergiemärkten entstehen für anbietende **Erzeuger** Kosten oder Opportunitätskosten, die vom erwarteten durchschnittlichen day-ahead-Preis in der Periode abhängen. Falls der erwartete durchschnittliche day-ahead-Preis über den Grenzkosten liegt, entstehen einem Anlagenbetreiber für eine Bereitstellung von negativer Regelenergie keine Opportunitätskosten, da der Anbieter ohnehin produzieren würde. Im Falle eines Abrufs entsteht allerdings ein Einkommensverlust in Höhe des entgangenen Deckungsbeitrags, der durch den Leistungs- oder Arbeitspreis kompensiert werden muss. Im gleichen Fall entstehen bei einem Angebot positiver Regelenergie Opportunitätskosten, da der Anbieter ansonsten mit Volllast fahren würde, dies aber nicht kann, da er den notwendigen Hub für den Abruf bereitstellen muss. Für eine Bereitstellung fallen also Opportunitätskosten in Höhe des entgangenen Gewinns an. Im Falle eines Abrufs sind zusätzlich die Brennstoffkosten zu decken. Liegt der erwartete durchschnittliche day-ahead-Preis in der Zeitscheibe unter den Grenzkosten, fallen auch bei Bereitstellung negativer Regelleistung für einen Erzeuger Opportunitätskosten an, da er genügend Strom erzeugen muss, um eine Absenkung entsprechend der kontrahierten Leistung zu ermöglichen¹². Im Falle eines Abrufs verringert sich dann sein Verlust. Für eine positive Minutenreserve entständen in diesem Fall aus der Bereitstellung dann keine Opportunitätskosten, falls der Erzeuger aus dem Stillstand unmittelbar die geforderte Leistung in der geforderten Zeit bei Abruf bereitstellen könnte. Bei thermischen Großkraftwerken – außer vielleicht für GT-Kraftwerke in der Minutenreserve - dürfte dies aufgrund der geforderten kurzen Anfahrzeiten i. Allg. nicht der Fall sein. Zumindest für diese dürften dann auch Opportunitätskosten entstehen, da sie eine minimale Leistung produzie-

¹² Dabei muss die Leistung nach einem Abruf noch über der Minimalleistung des Kraftwerks liegen.

ren müssen¹³. Insofern beeinflussen day-ahead-Preise die Opportunitätskosten von Regelleistung.

Die Opportunitätskosten wird ein Anbieter auf dem Regelenergiemarkt mindestens Erlösen wollen. Da die Bezahlung entsprechend des Leistungspreises nach dem pay-as-bid-Verfahren erfolgt, besteht allerdings kein Anreiz, zu Opportunitätskosten zu bieten, da dann im Falle eines Zuschlags kein Gewinn erzielt würde. Die Aufgabe für Bieter auf den Regelenergiemärkten besteht letztlich darin, den Grenzleistungspreis zu schätzen und sich unter Abwägung zwischen möglicher Gewinnerhöhung und abnehmender Zuschlagswahrscheinlichkeit ihr Gebot zu überlegen. Insofern ist nur zu erwarten, dass Angebote über den jeweiligen Opportunitätskosten liegen. Demnach ist wohl ein tendenzieller Zusammenhang zwischen Regelenergiepreisen und erwarteten Börsenpreisen zu erwarten, jedoch kein strikter, unmittelbarer Zusammenhang.

¹³ Die häufig sehr geringen Leistungspreise für positive Minutenreserve deuten allerdings darauf hin, dass hinreichend Leistung vorhanden ist, die in Teillast fährt oder Verbraucher, die ihren Verbrauch nahezu kostenlos reduzieren können.

3 Zum Unterschied zwischen FEE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken

Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) unterscheiden sich grundlegend von konventionellen Kraftwerken durch ihre Eigenschaften der Dargebotsabhängigkeit und der nahezu grenzkostenfreien Stromerzeugung. Im bestehenden, grenzkostenorientierten Energy-Only-Markt tritt durch die FEE-Erzeugung ein preissenkender Effekt auf dem Spotmarkt auf, der sogenannte Merit-Order-Effekt.

Im Folgenden wird untersucht, ob FEE durch ihre Kostenstruktur und ihre dargebotsabhängige Einspeisung einen systematischen Nachteil bei der Terminvermarktung ihrer Stromerzeugung erfahren und mit welchen Designelementen man diesem Problem begegnen könnte, damit FEE schon heute ihrer zukünftigen, zentralen Rolle im Elektrizitätssektor gerecht zu werden.

3.1 Besonderheiten der FEE-Anlagen

Die kosteneffiziente Zusammensetzung des Kraftwerksparks ist von der Kostenstruktur der verfügbaren Kraftwerkstechnologien sowie der zeitlichen Schwankung der aggregierten Stromnachfrage innerhalb eines Marktgebietes abhängig. Geht man von einer ständigen Verfügbarkeit der Kraftwerke¹⁴, einer gegenwärtig faktischen Nicht-Speicherbarkeit von elektrischer Energie sowie vollständiger Information über die Kostenparameter der Kraftwerkstechnologien (fixe und variable Kosten) und der Jahreslastkurve aus, lassen sich mit Hilfe der screening-curve-Methode (siehe Stoff 2002, S. 44 f.) approximativ die optimale installierte Leistung und die Vollbenutzungsstunden der verfügbaren Technologien pro Jahr bestimmen (siehe Abbildung 1).¹⁵ Auf die Kostenparameter beschränkt würden FEE-Technologien die Charakteristika der Technologie A besitzen, die von hohen Fixkosten und sehr niedrigen (bis nahe Null) Grenzkosten geprägt ist. Der verbreiteten Klassifizierung zufolge würde es sich demnach um Grundlastkraftwerke handeln.

¹⁴ Die ständige Verfügbarkeit kann z. B. durch periodische Wartungsarbeiten oder unerwartete Ausfälle nicht gegeben sein. Unberücksichtigt bleiben ebenfalls technische Flexibilitätseinschränkungen wie z. B.. Mindestleistungen, die Geschwindigkeit möglicher Lastwechsel sowie ineffiziente Energieumwandlung während Lastwechsel (vgl. De Jonghe 2011).

¹⁵ Stoff (2002, S. 44) weist darauf hin, dass die Methode für den Fall, dass die Endverbraucher überwiegend nicht auf die Preissignale des Großhandels reagieren können, d.h. die Nachfrage sehr unelastisch ist, eine gute Abschätzung über den optimalen Kraftwerkspark ermöglicht. Ansonsten ergibt sich aufgrund der Nachfragereaktionen auf den Strompreis und der hier folgenden unterschiedlichen Lastkurve ein Zirkel-effekt.

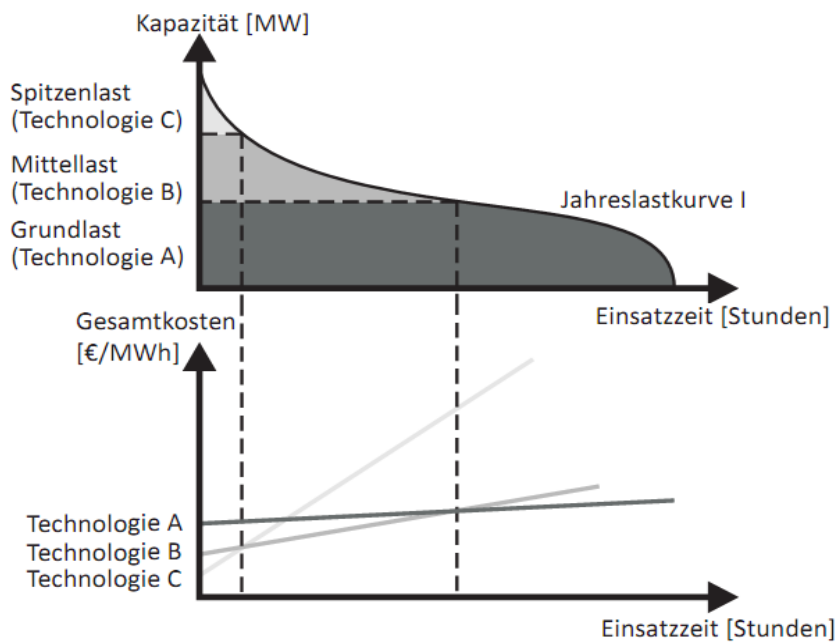


Abbildung 1: Optimaler Kraftwerkspark in Abhängigkeit der Kostenstruktur und der Jahreslastkurve¹⁶

Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken unterscheiden sich FEE-Technologien jedoch grundsätzlich in einer zentralen Eigenschaft: Ihre Fähigkeit zur Stromerzeugung ist abhängig vom natürlichen Windaufkommen bzw. der Sonneneinstrahlung und somit nicht ständig verfügbar. Dem zu folge lassen sich mit der dargestellten Methode weder die optimale installierte Leistung, noch die optimale Einsatzzeit (Vollbenutzungsstunden) für FEE bestimmen bzw. abschätzen.

Eine Weiterentwicklung des screening-curve-Ansatzes um eine dargebotsabhängige Technologie ist jedoch durch den Abzug der FEE-Stromerzeugung von der Jahreslastkurve sowie die Berücksichtigung technischer Flexibilitätsrestriktionen der konventionellen Kraftwerke möglich (vgl. De Jonghe 2011 für die Berücksichtigung von Windenergie). Anhand der Residualjahreslastkurve lässt sich nach dieser Methode der optimale, flankierende konventionelle Kraftwerkspark bestimmen. De Jonghe (2011) kommt nicht unerwartet zu dem Ergebnis, dass ein hoher Anteil an Windenergie einerseits zu einer deutlichen Reduzierung der Investitionen in unflexible Grundlastkraftwerke, andererseits zu einer deutlichen Erhöhung der Investitionen in flexible Mittel- und Spitzenlastkraftwerke führt und somit langfristig zu einer dementsprechenden Veränderung des Kraftwerksparks.

¹⁶ Modifizierte Abbildung von Liebau (2012, S. 15).

Dieser langfristige Trend wird mittelfristig jedoch durch die bestehenden Märkte im Elektrizitätssektor ausgebremst. FEE-Anlagen, die bereits installiert und betrieben werden, stehen im Konflikt mit dem grenzkostenorientierten Prinzip des Energy-Only-Markts. Im Folgenden werden Thesen aufgestellt, weshalb FEE in einem grenzkostenorientierten Sektordesign systematische Nachteile erfahren und vor dem Hintergrund der angestrebten Systemtransformation entsprechende Marktregeln geändert werden sollten.

3.2 These 1: Die Stromerzeugung aus FEE-Anlagen hat systematische Nachteile bei der Terminvermarktung

Der Leistungskredit¹⁷ von FEE-Anlagen wird als sehr gering eingeschätzt. Ketterer (2012, S. 4) geht nach einer Auswertung mehrerer Quellen von einem Leistungskredit für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland von 6 % der installierten Leistung aus. Ackermann et al. (2013, S. 122 f.) sehen aus einer konservativen Sicht einen Leistungskredit von 0 % für PV in Deutschland (sowie innerhalb der EU) als angemessen an.¹⁸ In den Zeiten mit sehr hoher Last kann also nicht davon ausgegangen werden, dass FEE-Anlagen Strom erzeugen und somit einen Teil regelbarer Kraftwerksleistung verzichtbar machen.

Demnach bietet selbst ein großes Anlagenportfolio an Windanlagen ein sehr geringes Potential für eine langfristige Vermarktung des Windstroms in Form einer Bandlieferung, die zum Lieferzeitpunkt auch physisch zu hoher Wahrscheinlichkeit aus der dargebotsabhängigen Erzeugung besteht. Für PV-Anlagen hingegen ist eine Bandlieferung aufgrund der Nachtstunden ohne ergänzende Erzeugungs- oder Speicherkomponenten unmöglich, was nur eine Teilmenge der Terminprodukte überhaupt sinnvoll macht.¹⁹

Ein Bandprodukt auf der Basis von FEE-Anlagen ist nur durch eine Kombination mit regelbaren konventionellen Kraftwerken und/oder Speichern vorstellbar. Die Kosten für ein solches Produkt ergeben sich aus den Stromgestehungskosten der FEE-Anlagen, den Kosten für die Stromerzeugung aus konventionellen Anlagen während

¹⁷ Unter dem Leistungskredit von FEE-Anlagen wird allgemein deren Beitrag zur erforderlichen bzw. angemessenen Erzeugungskapazität innerhalb eines Elektrizitätsversorgungssystems verstanden. Zur Quantifizierung des Leistungskredits verschiedener Technologien existieren mehrere Methoden (Amelin 2009).

¹⁸ Gleichzeitig betonen sie jedoch auch, dass dieser deutlich über diesem Wert liegen kann, falls hohe Lastsituationen verstärkt in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung fallen (Ackermann et al. 2013, S. 127).

¹⁹ Neben einer reinen Bandlieferung sind viele weitere Terminprodukte denkbar. Zur besseren Veranschaulichung der systematischen Benachteiligung der FEE hinsichtlich einer Terminvermarktung wird jedoch nur die reine Bandlieferung betrachtet.

der Zeit ohne FEE-Erzeugung sowie ggf. den Kosten für die Einspeicherung von FEE-Strom in Zeiten, in denen diese über der Bandlieferung liegen bzw. der Auspeicherung bei einer Unterdeckung. Vereinzelt gibt es bereits Beispiele für die Terminvermarktung der Stromerzeugung eines Kraftwerkparks, der teilweise aus Windenergieanlagen besteht. Konkurrenzfähig werden solche Produkte allerdings primär durch die Befreiung von der EEG-Umlage und der Ökoststeuer (sowie ggf. weitere Steuern und Abgaben, vgl. Asseln 2011).²⁰

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

1. **Direkt (Option 1):** Der verfügbare FEE-Strom aus eigenen Anlagen wird in jedem Fall maximal möglich für die physische Glattstellung des Terminprodukts 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.
2. **Indirekt (Option 2):** 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 im Vergleich zu Option 2. Der Anbieter eines Terminproduktes nach Option 1 kann keinen Einfluss auf seine FEE-Erzeugung nehmen, trägt daher die Risiken der Dargebotsabhängigkeit:²¹

- Es kann nicht genau vorhergesagt werden, wie hoch die FEE-Stromerzeugung während des Zeitraums des Liefervertrags tatsächlich ist. Der Anbieter trägt daher ein hohes Mengenrisiko.²²
- Es kann nicht vorhergesagt werden, ob der FEE-Strom in Zeiten mit einem hohen Spotmarktpreis anfällt oder nicht. Dies ist von Bedeutung, da der Spotmarktpreis den Referenzpreis für die Preisfindung ‚klassischer‘ Terminprodukte (des Typs 2) dar-

²⁰ Der Preis von ‚Asselner Windstrom‘ musste zum 01.01.2013 in der Höhe der ab diesem Zeitpunkt fälligen EEG-Umlage erhöht werden (<http://www.windpark-lichtenau-asseln.de/>).

²¹ Sonstige politische Risiken, wie das Außerkraftsetzen bestimmter Ausnahmeregelungen für die Direktvermarktung von FEE-Stromerzeugung werden hier nicht berücksichtigt.

²² Perspektivisch ist aufgrund der unmittelbaren Wetterabhängigkeit der FEE-Stromerzeugung eine stärkere Absicherung mittels Wetterderivaten denkbar.

stellt (d.h. für den Anbieter der Option 2 bildet der Spotmarktpreis die Opportunitätskosten ab, aufgrund derer er eine ‚make-or-buy‘-Entscheidung trifft).

- Die Dargebotsabhängigkeit der FEE bedeutet gleichzeitig, dass nicht vorhergesagt werden kann, welche Mengen zu welchem Preis für die Deckung der Residuallast (Bandlieferung minus FEE-Einspeisung minus eigene Kraftwerke) an den kurzfristigen Märkten eingekauft werden bzw. durch eigene regelbare Kraftwerke erzeugt werden muss.

Letztendlich entscheidet der Preis für ein Terminmarktprodukt nach Option 1 oder Option 2, welches Produkt nachgefragt bzw. überhaupt erst angeboten oder aus dem Markt gedrängt wird.

Da sich die FEE-Anlagen im Besitz eines Anbieters der Option 1 befinden, hat dieser die Möglichkeit, den dargebotsabhängigen Strom direkt zur physischen Glattstellung zu nutzen und von den Grenzkosten der Stromerzeugung nahe Null zu profitieren. Dieser Vorteil muss größer sein, als der Vorteil für Anbieter 2, dessen Kraftwerkportfolio zwar die höheren Grenzkosten im Vergleich zu den FEE-Anlagen aufweisen, aber aufgrund der Steuerbarkeit seiner Anlagen keinem, oder nur einem sehr geringen Mengenrisiko ausgesetzt ist. Zudem kann er sich je nach Preis auf den kurzfristigen Märkten durch eine make-or-buy-Entscheidung optimieren und indirekt von dem dort veräußerten FEE-Strom profitieren (siehe Abbildung 2). Gleichzeitig darf der Nachteil von Option 1, sich in Zeiten ohne FEE-Stromerzeugung (Mengenrisiko) an den Großhandelsmärkten einzukaufen und dort stets einem hohen Preisrisiko ausgesetzt zu sein, nicht größer sein, als der Vorteil des direkten Zugriffs auf die günstige FEE-Stromerzeugung. Ob der Preis für ein Terminprodukt nach Option 1 niedriger liegt als der von Option 2, hängt ab:

- von der Differenz zwischen den Grenzkosten der Stromerzeugung aus FEE und aus konventionellen Kraftwerken. Je höher die Menge der Stromerzeugung aus FEE bzw. je höher die variablen Kosten (größtenteils Brennstoffkosten und CO₂-Preise) der konventionellen, desto stärker können die Anbieter einer Option 1 von der Differenz profitieren.
- vom Preis- und Risikoaufschlag des Anbieters einer Option 1 auf ihr Terminprodukt aufgrund der Unsicherheit zum einen über die Menge über den in Option 1 notwendigen, selbst erzeugten Stroms (Preis ist bis zu einem gewissen Maß bekannt) und zum anderen über die Menge und den Preis des kurzfristig gekauften Residualstroms (hier sind Menge und Preis größtenteils unbekannt).
- vom Merit-Order-Effekt auf den kurzfristigen Märkten, von dem der Anbieter eines Terminprodukts der Option 2 profitieren kann und dies in seinen Angebotspreis mit einkalkulieren wird. Je höher der Merit-Order-Effekt, desto stärker kann ein Anbieter der Option 2 davon profitieren. Ein Anbieter der Option 1 kann im Gegensatz dazu nicht vom Merit-Order-Effekt profitieren, da er tendenziell dann seinen Residualstrom von den Kurzfristmärkten kaufen muss, wenn die allgemeine FEE-Stromerzeugung sehr niedrig ausfällt (siehe Abbildung 2).

Überwiegt der Vorteil der sehr niedrigen Stromerzeugungsgrenzkosten der FEE nicht deutlich die genannten Nachteile, wird bei gleichen Risikopräferenzen der unterschiedlichen Anbieter das Terminprodukt nach Option 1 von Option 2 aus dem Markt gedrängt.

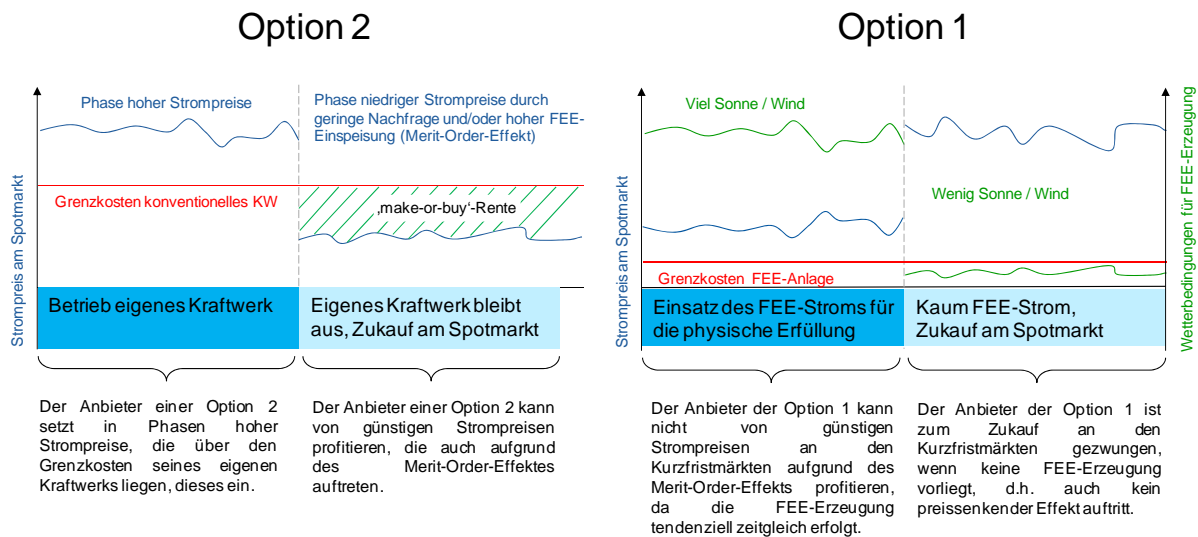


Abbildung 2: Beschaffung auf den Kurzfristmärkten

Es lässt sich festhalten, dass Betreiber von FEE-Anlagen im Gegensatz zu Betreibern konventioneller Anlagen nicht vom Merit-Order-Effekt auf den Kurzfristmärkten profitieren können. Ein Grund hierfür ist, dass die gesamte, technologiespezifische FEE-Erzeugung tendenziell zu ähnlichen Zeiten anfällt. **FEE-Anlagen erfahren demnach einen systematischen Nachteil in der Terminvermarktung ihrer Stromerzeugung.**

Die Strombörse EEX plant nach eigenen Angaben einen Terminkontrakt für die sonnenreichen Mittags- und frühen Nachmittagsstunden (10-16 Uhr) einzuführen (EEX 2013). Dies ist als Reaktion auf die preissenkenden Effekte der PV-Einspeisung zu interpretieren. Der sogenannte ‚Sonnen-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. Der „Sonnenfuture“ kann auf der einen Seite flexiblen konventionellen Kraftwerken dazu dienen, die Stunden mit relativ hohen Preisen zwischen peak-Zeiten und Sonnenfuture-Zeiten auszunutzen, indem sie Peak-Produkte kaufen und Sonnenfuture verkaufen. Auf der

anderen Seite könnte aufgrund des definierten Zeitraums von 10-16 Uhr eine Terminvermarktung von PV-Strom perspektivisch ermöglicht werden.

Ob zukünftig Option 1 die wirtschaftlich attraktivere werden kann, hängt von den beschriebenen Faktoren ab. Aufgrund der massiven Mengen- und Preisrisiken sowie der beschriebenen systematischen Benachteiligung muss dies jedoch selbst vor dem Hintergrund der stetig steigenden Erzeugung aus FEE-Anlagen deutlich in Frage gestellt werden.

3.3 These 2: Die Möglichkeit konventioneller Grundlastkraftwerke zur längerfristigen Vermarktung verlangsamt die Systemtransformation

Ein großer Teil der theoretisch möglichen Stromerzeugung von konventionellen Kraftwerken, insbesondere von solchen mit hohen Fix- und niedrigen variablen Kosten („Grundlastkraftwerke“), ist bereits langfristig veräußert bzw. preislich abgesichert, entweder über OTC-Termingeschäfte oder über den börslichen, finanziellen Terminmarkt. Diese Kraftwerke nutzen die kurzfristigen Märkte ausschließlich für eine Optimierung der bereits getätigten Termingeschäfte – insbesondere über make-or-buy-Entscheidungen - oder für den Verkauf der noch nicht veräußerten Stromerzeugungskapazitäten.

Treffen nun eine hohe FEE-Einspeisung und eine niedrige Nachfrage zusammen, wird ein konventioneller Erzeuger, der bereits seine Stromerzeugung zu einem längerfristig fixierten Preis veräußert hat, auf dem Spotmarkt als Nachfrager mit einer maximalen Zahlungsbereitschaft in Höhe seiner eigenen Grenzkosten (inkl. Kosten für Fahrweise in ineffizienter Lasthöhe und Opportunitätskosten durch sonstige Vermarktungsmöglichkeiten) auftreten. Durch technische Restriktionen (Mindestlaufleistung, ineffiziente Fahrweise bei Lastwechseln etc.) sind aber eben gerade solche Kraftwerkstypen mit einer hohen langfristigen Absicherung besonders inflexibel. Die Kosten dieser Inflexibilität eines Teils des Kraftwerks/Kraftwerkportfolios können so hoch sein, dass dieser trotz einer hohen FEE-Einspeisung und niedriger Nachfrage, d.h. bei Spotmarktpreisen deutlich unterhalb seiner eigenen variablen Kosten, weiterhin Strom erzeugt und auf dem Spotmarkt entsprechend bietet. Für diese Strommengen erhält der Kraftwerksbetreiber den im Termingeschäft vereinbarten Preis.

Dadurch wird ein Teil der Nachfrage durch unflexible konventionelle Kraftwerke beliefert, obwohl ein hohes Angebot an FEE-Strom vorliegt. Das dadurch entstehende Signal eines sehr niedrigen Spotmarktpreises, das eine hohe Nachfrage nach flexibler Erzeugung widerspiegelt, kommt also bei den langfristig abgesicherten Kraftwer-

ken nicht oder nur stark verzögert an.²³ Im Gegensatz dazu profitieren diese sogar durch die Substitution der eigenen Stromerzeugung durch den günstigen Stromeinkauf am Spotmarkt, soweit dies ihre eingeschränkte Flexibilität erlaubt. Negative Preise im Day-Ahead-Handel der EEX haben gezeigt, dass der Reservationspreis von inflexiblen Kraftwerken sogar negativ werden kann.²⁴ Betreiber von FEE-Anlagen hingegen haben ohne fixe Vergütung oder sonstige arbeitsbezogene Prämien sowie ohne ein Einspeise- und Abnahmerecht stets einen minimalen Verkaufspreis von annähernd Null.

Wie in These 1 erläutert, haben konventionelle Kraftwerke große Vorteile bei der längerfristigen Vermarktung ihrer Stromerzeugung. Kraftwerke mit einer bereits erfolgreich abgeschlossenen, mehrjährigen Preisabsicherung können in diesem Zeitraum vom Merit-Order-Effekt profitieren, falls dieser beim Geschäftsabschluss nicht (in voller Höhe) berücksichtigt wurde. Darunter leiden in Form niedriger oder sogar negativer Börsenpreise die übrigen, begrenzt flexiblen Kraftwerke ohne eine langfristige Preisabsicherung. Gleichzeitig erhöhen sich die EE-Differenzkosten. Infolge dessen steigt die EEG-Umlage und die Chancen einer profitablen Direktvermarktung von (F)EE-Strom sinken. Die langfristige Vermarktung unflexibler konventioneller Kraftwerke bzw. ein Vermarktungszwang für FEE-Anlagen kann demnach der angestrebten Systemtransformation entgegenwirken.

3.4 These 3: FEE-Anlagen benötigen eine Privilegierung, um ihre Rolle als dargebotsabhängige zentrale Stromerzeugungsanlagen einzunehmen

Wie beschrieben entsprechen die Kostenparameter von FEE-Anlagen denen von konventionellen Grundlastkraftwerken. Verglichen mit konventionellen Kraftwerken haben FEE-Anlagen jedoch nur sehr beschränkte Freiheitsgrade in der Stromerzeugung, die sich auf

- die Leistungsreduktion in Form einer Abregelung bzw. das Ausschaltung der Anlagen
- und bei einer geplant durchgängig gedrosselten Erzeugung auf eine Erhöhung bis zum Leistungsmaximum beschränken.

Da die Grenzkosten der Stromerzeugung in jedem Fall annähernd Null betragen, sind beide Maßnahmen in nur wenigen Situationen ökonomisch sinnvoll:

²³ Eine höhere Flexibilität würde für die noch unflexiblen Kraftwerke in den Zeiten hoher FEE-Einspeisung höhere Gewinne bedeuten, da mehr Eigenleistung abregelt und zu niedrigen oder negativen Preisen an der Börse hinzugekauft werden kann.

²⁴ Dies gilt vor allem für Anlagen mit sehr hohen An- und Abfahrkosten, KWK-Anlagen mit einer Wärmelieferungspflicht und Anlagen, die Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz liefern.

- 1) Falls durch die Leistungsreduktion Investitionen in neue, flexible Kraftwerke oder der ineffiziente Teillastbetrieb bestehender Grundlastkraftwerke vermieden werden können. Prinzipiell gilt dies auch für vermiedene Netzüberlastungen z.B. aufgrund kurzfristig zu hoher Windeinspeisung und dadurch eventuell langfristig vermiedenen Kosten für den Netzausbau.
- 2) Falls durch die durchgängig gedrosselte Fahrweise und dadurch ermöglichte Leistungserhöhung positive Regelleistung bereitgestellt werden kann, deren Preis die Kosten für den Verzicht auf Stromerzeugung überwiegt.

Da der aus ökonomischer Sicht eventuell sinnvolle, dauerhafte Verzicht auf FEE-Stromerzeugung sehr hohe Preise für positive Regelleistung erfordert und den auf die EE-Stromerzeugung bezogenen Ausbauzielen in großem Maße entgegensteht, wird Situation 2 als nicht relevant betrachtet²⁵.

Überträgt man die Konsequenzen von Situation 1 in die vorherrschende Struktur des deutschen Kraftwerkparks würde dies bedeuten, die Stromerzeugung installierter Windräder zu drosseln, um die zeitweise Leistungsreduktion von Atom- und Braunkohlekraftwerken zu vermeiden und Investitionserfordernisse in Flexibilitätsoptionen zu reduzieren. Aus einer auf Kosteneffizienz beschränkten Sichtweise mag dies legitim erscheinen, widerspricht jedoch massiv dem ökologisch motivierten Transformationsgedanken. In diesem Zusammenhang ist die stark hinter den Erfordernissen zurückgebliebene Marktkorrektur über den Emissionshandel zu erwähnen, der infolge eines sehr niedrigen Preises für CO₂-Zertifikate nicht die erforderlichen Korrekturen in der Kraftwerkseinsatzreihenfolge bewirkt. Zudem kann das Festhalten an vorhandenen Erzeugungsstrukturen aufgrund kurzfristiger Effizienzvorteile langfristig teure Pfadabhängigkeiten schaffen.

Eine Privilegierung der FEE-Erzeugung in Form einer Abnahmepflicht²⁶ und einer nachrangigen Abschaltung bei Netzengpässen mag somit einerseits zu kurzfristigen ökonomischen Ineffizienzen und Umverteilungseffekten, andererseits jedoch zu einer beschleunigten Transformationsphase (mehr Netzausbau, mehr Investitionen in flexible Kraftwerke, höhere Investitionssicherheit für FEE) führen. Damit kann die Stellung der FEE als zentrale Kraftwerke in einer vollständig regenerativen Welt frühzeitig gestärkt werden.

²⁵ Daneben ist fraglich, ob eine Drosselung von FEE-Anlagen wünschenswert ist, solange noch grundsätzlich steuerbare fossile Kraftwerke am Netz sind.

²⁶ Davon ausgenommen sind Eingriffe von Netzbetreibern, die erforderlich sind, um eine akute Systemgefährdung abzuwenden.

3.5 Fazit

Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien zeichnen sich durch ihre dargebotsabhängige Stromerzeugung aus. Da diese technologiespezifisch tendenziell zu ähnlichen Zeiten anfällt, kann ein systematischer Nachteil bei der Terminvermarktung entstehen. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken können die FEE nicht von Differenzen zwischen Spot- und Terminmarkt profitieren, da diese teilweise selbst von der FEE-Erzeugung verursacht werden. Zusätzlich muss ein Terminprodukt auf FEE-Basis über den Zukauf auf dem Spotmarkt glattgestellt werden, falls die FEE-Erzeugung hierfür nicht ausreichend ist.

Die Möglichkeit der Preisabsicherung für inflexible konventionelle Kraftwerke über den Terminmarkt reduziert zudem den Druck für eine Beseitigung der Inflexibilität. Dieser ist jedoch für eine fortschreitende Systemintegration wünschenswert und könnte durch eine Aufrechterhaltung eines Einspeisevorrangs für FEE geleistet werden.

4 Marktpreissignale und Betrieb von FEE-Anlagen

Es soll im Folgenden davon ausgegangen werden, dass Standortfragen im Hinblick auf das Dargebot und den Netzanschluss bereits im Rahmen der Investitionsentscheidung geklärt wurden. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass eine Integration von FEE-Anlagen immer über den bzw. die Märkte erfolgt. Der absolute Einspeisevorrang wird somit durch die Preissignale des Marktes ersetzt.

Unter der - allgemein akzeptierten - Annahme, dass eine Investition in FEE-Anlagen auf absehbare Zeit auch einen Finanzierungsmechanismus benötigt, sind Fragen des Betriebes eng verknüpft mit dem jeweiligen Mechanismus.

Grundsätzlich lassen sich folgende Finanzierungsmechanismen unterscheiden:

- Einspeisetarif mit staatlicher Abnahmegarantie und treuhänderische Vermarktung (FIT)
- Einspeisetarif mit Zahlung je eingespeister Arbeit und Vermarktung durch Anlagenbetreiber bzw. Dienstleister, wobei sich die Zahlung wiederum unterscheidet in:
 - Fixe Zuzahlung (fixe Marktprämie)
 - Zuzahlung im Rahmen von energieträgerspezifischen Markterlösen (gleitende Marktprämie)
- Kapazitätiszahlung mit zwingender Direktvermarktung (Kapazitätsprämie) auf die installierte Leistung

In der Folge ergeben sich für den Anlagenbetreiber unterschiedliche Markt(preis)risiken (market-exposure): von keinem Marktpreisrisiko im Rahmen eines fixen Einspeisetarifs mit Abnahmegarantie bis zu maximalem Marktrisiko bei einer Kapazitätiszahlung in Abhängigkeit von der Berechnung des Leistungszuschusses²⁷ mit zwingender Direktvermarktung.

Darüber hinaus gibt es unter dem Aspekt der Refinanzierung der Investition auch Risiken, die sich auf die Wahl der Märkte auswirken, insbesondere im Rahmen der gleitenden Marktprämie. Bei ihr wird – vereinfacht gesprochen²⁸ - ein Fixbetrag je kWh gezahlt, der um den durchschnittlichen Markterlös bereinigt wird. Derzeit ist dies das gewichtete Mittel der durchschnittlichen bundesweiten Einspeisung je Erzeugungsart und dem Day-Ahead-Spotpreis.²⁹ Eine bestmögliche Risikoabsicherung

²⁷ Ist die Kapazitätsprämie lediglich eine anteilige Finanzierung der Gesamtkosten, so unterliegen die notwendigen Erträge zum Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze allen mit der Verwendung/Entstehung der Arbeit unterliegenden Risiken.

²⁸ Kapitel 6 bietet eine detaillierte Diskussion der gleitenden Marktprämie.

²⁹ Und wohl auch der zukünftig pragmatischste, da day-ahead-Preise transparent sind und immer der Preis des Marktes zugrunde gelegt werden sollte, an dem die größte Menge gehandelt wird, sodass ein Anreiz generiert wird, sich durch eine Vermarktung an anderen Marktplätzen besser stellen zu können.

kann im Rahmen einer gleitenden Marktprämie somit durch eine Veräußerung an dem Markt erfolgen, der auch die Basis zur Berechnung der gleitenden Marktprämie darstellt.³⁰

Die Frage des tatsächlichen Betriebes von FEE-Anlagen und die Wirkung von Marktpreissignalen unterschiedlicher Märkte ist somit immer eng verknüpft mit dem zugrunde liegenden Finanzierungsmechanismus.

Im Folgenden werden die mit einer Direktvermarktung verbundenen Vorteile und die jeweiligen denkbaren Reaktionen auf entsprechende Marktpreissignale in den unterschiedlichen Vergütungsregimen untersucht. Dabei wird zunächst auf negative Preise und ihre Wirkung eingegangen, um anschließend den Betrieb anhand von Preissignalen im Allgemeinen zu betrachten.

4.1 Betrieb von FEE-Anlagen bei negativen Preisen

Ein angeführter Vorteil ist, dass negative Preise durch eine Direktvermarktung vermindert und somit die Höhe der EEG-Umlage begrenzt würde. „Preise“ bezieht sich dabei auf die Preise des Day-Ahead-Marktes, an dem die EEG-vergüteten Strommengen abgesetzt werden; die EEG-Umlage errechnet sich u.a. aus den Differenzkosten aus EEG-Vergütungen und Vermarktungserlösen.

Negative Preise sind die Folge aus einem Angebotsüberschuss an Strom, der zu Grenzkosten unter null veräußert wird, also Strommengen, die zwingend veräußert werden müssen. Dazu zählen inflexible, nicht auf Termin vermarktete konventionelle Kraftwerkskapazitäten³¹, EEG-Strommengen³², aber auch Überdeckungen im Portfolio von Vertrieben im Rahmen einer strukturierten Beschaffung können zu unlimitierten Geboten führen.³³

Verzichten nun FEE-Anlagen aufgrund eines negativen Preises auf eine Einspeisung, so wird das Angebot reduziert, der Preis für alle anderen Anbieter (auch für

³⁰ Dazu auch (Götz et al. 2013)

³¹ Darunter sind bspw. auch wärmegeführte KWK-Kapazitäten zu fassen, die aufgrund der Verpflichtung zur Wärmeproduktion das entstehende Koppelprodukt Strom zwingend verkaufen müssen.

³² §1 Abs.1 S.2 (AusglmechAV 2013)

³³ Insbesondere ist dies bei Feiertagen, die auf einen Werktag fallen, zu erwarten, da bspw. Peak-Bänder immer Mo-Fr umfassen – unabhängig von Feiertagen. Die Strukturierung der Terminprodukte führt somit an diesen Tagen zu einer systematischen Überdeckung der Bilanzkreise, welche aufgrund des Gebotes eines ausgeglichenen Bilanzkreises zwingend und somit unlimitiert veräußert werden müssen.

den (ÜNB-vermarkteten) EEG-Strom) steigt, die Differenzkosten, die durch die EEG-Umlage gedeckt werden, sinken.

Bei welchem Betrag sich Direktvermarkter entscheiden auf eine Einspeisung zu verzichten, ist maßgeblich von dem Finanzierungsmechanismus und den damit einhergehenden Opportunitäten abhängig.

- Im Rahmen einer Kapazitätsprämie ist davon auszugehen, dass ein Direktvermarkter bei Preisen unterhalb seiner Grenzkosten seine Anlage abregeln wird. Da dies alle tun, wird es in diesem Regime i. allg. keine negativen Preise mehr geben.
- Im Rahmen einer Marktprämie hängt ein Vermarktungsverzicht davon ab, wie hoch seine Opportunitätskosten sind:
 - Bei einer fixen arbeitsbezogenen Marktprämie ist eine Einspeisung zu Preisen, die kleiner als der negative Betrag der Marktprämie ist, unrentabel. Die negativen Preise werden dadurch nach unten begrenzt.
 - Bei einer gleitenden arbeitsbezogenen Marktprämie ist der Grenzpreis, zu dem keine Einspeisung mehr erfolgt, wesentlich schwieriger zu bestimmen, da Marktpreise grundsätzlich über den „gleitenden Teil“ der Prämie abgedeckt werden, sodass auch eine Einspeisung zu negativen Preisen unterhalb der „negativen“ Prämie von einzelnen Anlagen unter Gewinnmaximierungsgesichtspunkten sinnvoll sein kann.³⁴

Je nach Finanzierungsmechanismus hat die Direktvermarktung großen oder weniger großen Einfluss auf die Höhe der negativen Preise und damit auf die EEG-Umlage. Man kann also nicht pauschal davon sprechen, dass die Direktvermarktung stets zur signifikanten Dämpfung der negativen Preise führt.

Aus systemischer Sicht werfen negative Preise grundsätzlich die Frage auf, ob sie tatsächlich zur Erschließung systemisch sinnvoller Flexibilitäten anreizen. Zunächst einmal sorgen sie tendenziell für einen zusätzlichen Verbrauch in den betroffenen Stunden. Für eine nachhaltige Verlagerung von Lasten oder der Speicherung ist jedoch der „Spread“, also die Differenz von Hoch- und Niedrigpreiszeitpunkten, von Belang. Diese Differenz muss größer sein als Investitionen in entsprechende Flexibilitätsoptionen. Im Jahr 2006 – 2008 betrug der Spread der 1000 teuersten bzw. günstigsten Stunden beispielsweise 80 €/MWh – 90 €/MWh gegenüber 56 €/MWh im Jahr 2012 - ohne entsprechende Flexibilitäten anzureizen. Es bräuchte also häufige negative Preise und hohe Spreads, um Lastverlagerungen und Speicher nachhaltig anzureizen. Das ist in absehbarer Zeit nicht zu erwarten.

Desweiteren wird angeführt, dass negative Preise bei inflexiblen Kraftwerken zu hohen Verlusten führen würden und sie somit als „Drohkulisse“ für eine Flexibilisierung

³⁴ Dazu ausführlich Kapitel 6.

sorgen. Inflexible Kraftwerke werden jedoch kaum ausschließlich an einem Kurzfristhandel partizipieren, insbesondere da der Terminhandel höhere Erträge aufgrund von Risikoaufschlägen verspricht. Darüber hinaus haben Betreiber von inflexiblen Kapazitäten aufgrund der Kenntnis ihrer Bandfahrweise grundsätzlich das Interesse, ihr Kraftwerk im Voraus auf Termin zu vermarkten. Ist der Terminpreis niedriger, als ihre durchschnittlichen Kosten, so ist eine zumindest zeitweilige Stilllegung die Folge.³⁵ Von Relevanz für inflexible Kraftwerke ist somit in erster Linie der Terminpreis. Dieser wird vom erwarteten durchschnittlichen Spotmarktpreis beeinflusst und sinkt tendenziell mit zunehmender Erzeugung von FEE. Ob jedoch negative Preise einen entsprechenden Einfluss auf den durchschnittlichen Spotmarktpreis haben, ist zu bezweifeln, da sie nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten. Vielmehr ist die Entwicklung des Durchschnittspreises und damit auch des Terminmarktes maßgeblich von der Erzeugung des Stroms aus Erneuerbaren abhängig – unabhängig von einer Vermarktung oder dem eingesetzten Finanzierungsmechanismus.

Ein Grund eine Einspeisung von FEE-Anlagen auch bei negativen Preisen zu befürworten, läge in der maximalen Verdrängung von fossiler/nuklearer Erzeugung. Dem volkswirtschaftlichen Nutzen dieser Verdrängung - der damit verbundenen Vermeidung von externen Effekten - stehen jedoch bei negativen Preisen nicht unerhebliche Kosten gegenüber. So müssen nicht nur die Kosten getragen werden, die durch die Einspeisung von FEE zu negativen Preisen entstehen. Negative Preise treffen auch diejenigen, die ungeplant zwingend Strom veräußern müssen. Darunter fallen beispielsweise auch Vertriebe, die im Rahmen einer strukturierten Beschaffungen zu Zeitpunkten negativer Preise, die üblicherweise auch mit einer niedrigen Nachfrage einhergehen, überdeckt sind. Planbare, inflexible Kapazitäten hingegen können sich auch bei einer Teilnahme am Day-Ahead-Spotmarkt preislich absichern.³⁶

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass negative Preise bei direkt vermarkteten FEE-Anlagen je nach Finanzierungsmechanismus stärker oder weniger stark dafür sorgen, dass der Einspeisevorrang zugunsten von zahlungsbereiten inflexiblen Kraftwerken aufgegeben wird. Ob die mit den negativen Preisen verknüpften Hoffnungen einer nachhaltigen, systemdienlichen und ökologisch sinnvollen Erschließung von Flexibilitäten realistisch sind, erscheint fraglich.

³⁵ Die tatsächliche Einsatzentscheidung ist hingegen abhängig vom Spotpreis, um im Rahmen von Make-Or-Buy-Entscheidungen den Ertrag zu maximieren.

³⁶ Das Argument, dass inflexible Kapazitäten (auch) von negativen Preisen beeinflusst werden, trägt kaum. Unter der Annahme, dass der Terminpreis immer über dem erwarteten mittleren Erlös am Spotmarkt liegt, ist die Entscheidung, ob ein inflexibles Kraftwerk überhaupt noch am Markt teilnimmt, einzig abhängig von den durchschnittlichen Kosten und dem Terminpreis. Bevor somit negative Preise explizit Inflexibilitäten treffen können, ist eher ein Marktaustritt auf Grund zu niedriger Terminmarktpreise zu erwarten bzw. bei entsprechend hohen Spreads eine Flexibilisierung des Kraftwerks.

4.2 Marktpreissignal und Betrieb von FEE-Anlagen im Allgemeinen

Grundsätzlich müsste der preisabhängige Betrieb in unterschiedlichen Finanzierungsregimen jeweils eigens untersucht werden.

So erzeugen insbesondere arbeitsabhängige Vergütungsregime Opportunitäten sowie Rückzahlungs- und damit Refinanzierungsrisiken, die den tatsächlichen Betrieb entscheidend beeinflussen. In der folgenden grundlegenden Diskussion kann jedoch von diesen Unterschieden abstrahiert und allgemein der Betrieb in Abhängigkeit von Preissignalen diskutiert werden.

Einem preissignalabhängigen Betrieb von FEE-Anlagen werden Vorteile zugeschrieben, die im Folgenden näher betrachtet werden sollen. Dabei ist immer eine Direktvermarktung, also die Veräußerung des FEE-Stromes vom Anlagenbetreiber bzw. eines beauftragten Dienstleisters und nicht eine treuhänderische Marktintegration im Rahmen eines Einspeisetarifes gemeint.

1. Behaupteter Vorteil: Direktvermarkter haben eine bessere Prognosegüte und vermindern so den Bedarf an Ausgleichsenergie

Der Handel von Strom erfolgt grundsätzlich, mit Ausnahme des Day-After-Handels³⁷, anhand von Prognosen. Dabei zu unterscheiden sind unterschiedliche Prognosezeitpunkte und –güten. Für den Handel am Day-Ahead-Spotmarkt ist eine vortägige Prognose notwendig, die im Wesentlichen anhand von Wetterdaten erstellt wird, die umso genauer ist, je mehr Anlagen in einem Pool sind („Durchmischung“). Darüber hinaus gleichen sich Prognoseabweichungen zunächst untereinander aus, bevor sie extern (im Intradayhandel oder durch Ausgleichsenergie) ausgeglichen werden müssen. Deshalb ist eine Poolprognose über die Gesamtmenge grundsätzlich genauer als die Prognose mehrerer Teilmengen.³⁸

Je kürzer der Abstand zwischen Erzeugung und Prognose umso genauer werden Prognosen, wenn sie anhand von IST-Anlagendaten erstellt werden. Da diese IST-Daten derzeit nur den Anlagenbetreibern bzw. den Direktvermarkter zur Verfügung stehen, ist bei einem Ausbau entsprechender Mess- und Datenübertragungssysteme seitens der Direktvermarkter davon auszugehen, dass sich die untertägigen Progno-

³⁷ Der Day-After-Handel ist auch kein klassischer Stromhandel, sondern vielmehr eine Optimierung der Ausgleichsenergiezahlungsströme.

³⁸ Dazu auch (Klobasa 2013)

sen zunehmend verbessern. In der Folge stehen dem untertägigen Handel genauere Daten zur Verfügung, was tendenziell der Bedarf an Ausgleichsenergie senkt.

Ob, wie bspw. von (Klobasa 2013) beschrieben, die Marktprämie alleiniger Auslöser für einen Ausbau der Echtzeitmessung war, kann jedoch bezweifelt werden. Vielmehr ist zu vermuten, dass die Änderung der Berechnungssystematik des Ausgleichsenergiepreises (reBAP) und die Bindung an den Intradaypreis 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.

Fraglich ist, ob dadurch gesamtsystemische Vorteile zu erwarten sind, da derzeit eine bessere untertägige Prognosegüte stets mit einer schlechteren Vortagsprognose – der Poolingeffekt geht verloren - einhergeht. Die derzeitigen Regularien zur Fahrplanmeldung sehen jedoch vor, dass der Fahrplan um 14h30 des Vortages gemeldet werden muss. Er darf danach nur dann abgeändert werden, wenn kein Engpass daraus entsteht³⁹⁴⁰.

Es stellt sich daher die Frage, ob nicht eine Auflösung der Informationsasymmetrie zugunsten der ÜNB bzw. eines Treuhänders und damit die Verschmelzung der Vorteile einer Poolprognose mit einem besseren untertägigen Ausgleich im Ergebnis sinnvoller ist.

2. Behaupteter Vorteil: Der Betrieb von FEE-Anlagen anhand von Preissignalen reizt zu Verlagerungen und Flexibilisierungsmaßnahmen seitens der Anlagenbetreiber an

Gesamtsystemisch stellt sich die Frage, ob und wann FEE-Anlagen einen Beitrag zur Flexibilisierung liefern sollten. Zunächst ist es grundsätzlich effizient, die maximale Nutzung von FEE-Anlagen anzustreben. Eine Flexibilisierung ist nur dann notwendig, wenn die Nachfrage kleiner ist als das FEE-Angebot, wobei hier noch Must-Run-Restriktionen zu berücksichtigen sind.⁴¹ In den derzeitigen Märkten findet eine Abgrenzung zwischen netztechnisch notwendigen und kommerziell gewünschten Must-Run-Restriktionen nicht statt. Das Preissignal enthält somit keine Informationen darüber, inwieweit die Nachfrage von notwendigen Must-Run-Kapazitäten gedeckt ist

³⁹ §5 Abs.1 StromNZV, Bilanzkreisverträge ÜNB

⁴⁰ Dies ist im Übrigen auch der Grund dafür, dass Preise keine netztechnische Signalwirkung haben.

⁴¹ Netztechnische Anforderungen bspw. an rotierende Massen können einen Vorrang von Nicht-FEE-Anlagen zur Abdeckung der Nachfragelast begründen.

bzw. noch von FEE gedeckt werden könnte. Eine Bestimmung, ab wann eine Flexibilisierung von FEE notwendig ist, lässt sich somit nicht aus dem Preissignal ableiten.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob Anforderungen an eine Flexibilisierung von FEE-Anlagen überhaupt richtig adressiert sind. Bestehende FEE-Anlagen haben grundsätzlich keinen Freiheitsgrad hinsichtlich des Zeitpunktes der Einspeisung und der maximal möglichen Strommenge, die sie produzieren können. Eine Flexibilisierung bezüglich des FEE-Stromes kann somit nur durch eine anpassungsfähige Nachfrage nach FEE-Strom erfolgen. Es erscheint daher zielführender, entsprechende Flexibilitätsanforderungen an bestehende und zukünftige Nachfrager (in diesem Zusammenhang sind auch Speicher zu nennen) zu adressieren.

3. Behaupteter Vorteil: Der Betrieb von FEE-Anlagen anhand von Marktpreissignalen erschließt bisher ungenutzte Vermarktungsoptionen

Grundsätzlich stehen FEE-Anlagen die gleichen Märkte offen wie allen anderen Stromerzeugungsanlagen. Dazu zählen neben den sogenannten Energie-Only-Märkten bspw. auch Regelenergiemärkte. Inwieweit zukünftige Entwicklungen zu neuen Vermarktungspotentialen führen werden, kann nicht abschließend beurteilt werden und ist, wie schon erwähnt, eng verknüpft mit den jeweiligen Finanzierungsregimen.

Gesamtsystemisch gilt es jedoch zu beachten, dass eine Vermarktung von FEE-Strom bedeutet, dass FEE-Strom und steuerbare, konventionelle Erzeugung miteinander konkurrieren.⁴² In der Folge wird somit FEE-Strom reduziert auf seine Eigenschaft als homogenes Handelsgut und im Rahmen des kurzfristigen Stromhandels auf seine Grenzkosten. Der gesamtsystemische Nutzen ist dabei offen. So ist beispielsweise denkbar, dass FEE-Strom im Rahmen von Power-to-Heat auf dem Wärmemarkt veräußert wird, sobald der Wärmepreis über dem Strompreis liegt. Dies würde jedoch dem Ziel des EEG, „den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung [...] zu erhöhen“ (§1 Abs. 2 EEG) zuwider laufen.

⁴² So sind beispielsweise FEE-Anlagen sowohl bzgl. der technischen Anforderungen als auch der Vergütungsstruktur im Regelleistungsmarkt systematisch benachteiligt. Siehe Kapitel 6.

4. Behaupteter Vorteil: Direktvermarktung setzt starke Anreize für F & E-Vorhaben

Auch wenn die Entwicklung neuer FEE-Technologien grundsätzlich dem Bereich der Investitionen in FEE-Anlagen zugeordnet werden muss, soll dennoch kurz darauf eingegangen werden.

F & E – Entwicklungen haben, sofern sie nicht von dritter Stelle finanziert werden, zum Ziel, Technologien hervorzubringen, die gegenüber bestehenden Technologien einen wirtschaftlichen Vorteil versprechen. Im Falle von FEE-Anlagen und Direktvermarktung bedeutet dies, dass zu erwarten ist, dass grundsätzlich die Technologien vermehrt erforscht werden, die einen monetären Ertragsvorteil versprechen.

Aus gesamtsystemischer Sicht ist daher auch die Frage, in wie weit sinnvolle F & E – Vorhaben angereizt werden, eng verknüpft mit Frage, ob Anreize zur Gewinnoptimierung mit den volkswirtschaftlichen Zielen konform laufen. Dies kann durch eine Direktvermarktung der Fall sein, indem beispielsweise bei einer gleitenden Marktprämie eine Entwicklung hin zu Anlagen betrieben wird, die eine Diversifizierung des Einspeiseprofiles fördern. Es können jedoch auch Entwicklungen angereizt werden, die analog zu dem obigen Beispiel zu „power-to-heat“ der Zielsetzung entgegen laufen.

4.3 Zusammenfassend: Betrieb von FEE-Anlagen und Marktpreissignale

Die Ausrichtung des Betriebes von FEE-Anlagen an Marktpreissignalen hat zur Folge, dass (gegenwärtige) Marktregeln darüber entscheiden, wie FEE-Strom genutzt wird. Wie FEE-Anlagen auf Preissignale reagieren, wird entscheidend vom jeweiligen Finanzierungsmechanismus beeinflusst.

Die direkte Konkurrenz von FEE-Anlagen bei einer Direktvermarktung mit konventionellen Anlagen reduziert den FEE-Strom auf seine unmittelbaren ökonomischen Eigenschaften: Grenzkosten von null und homogenes Handelsgut. Dabei wird unterstellt, dass die Märkte, die für die konventionelle Stromerzeugung geschaffen wurden, auch für FEE-Anlagen zu systemdienlichen Ergebnissen führen. Die mit einer Direktvermarktung verbundenen Vorteile sind eng verknüpft mit Überlegungen zu Entwicklungen, die eine Teilnahme an eben diesen Märkte ermöglichen (sollen). Ist eine maximal mögliche Integration von FEE-Anlagen in die bestehenden Märkte das Ziel, so ist sicherlich eine Ausrichtung des Betriebes von FEE an den Marktpreissignalen ein geeigneterer Weg als ein Einspeisetarif.

Akzeptiert man jedoch, dass der Nutzen von FEE – wie auch in §1 EEG kodifiziert - größer ist, als die kurzfristige Bereitstellung von Strom, und dass sich die Freiheits-

grade von FEE-Anlagen und konventionellen Erzeugungskapazitäten aufgrund unterschiedlicher Charakteristika deutlich unterscheiden, so ist ein marktpreisgesteuerter Betrieb von FEE-Anlagen aus gesamtsystemischer Sicht suboptimal, da

- Eine Verbesserung der Prognosegüte von FEE-Einspeisungen im Vergleich zu einer zentralen Prognose fraglich ist,
- Ein zusätzlicher Anreiz zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen nicht zu erkennen ist,
- anderweitige Vermarktungsmöglichkeiten – außer auf den Spotmärkten - für FEE-Anlagenbetreiber aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung gegenwärtig nicht erfolversprechend erscheinen.

5 Marktpreissignale und Investitionen in neue FEE-Anlagen

5.1 Einleitung

Eine Marktintegration von FEE-Anlagen wird mitunter als gleichbedeutend mit einer Systemintegration gesehen⁴³. Die tatsächlichen und erwarteten Preissignale der Märkte – so die These – führen zu einer optimalen Technikentwicklung, einer optimalen Technikwahl und einem optimalen Technikeinsatz. Nicht thematisiert werden soll, inwieweit die Preise tatsächlich als Knappheitspreise interpretiert werden können oder nicht z.B. durch erhebliche nicht internalisierte externe Effekte, teilweise (implizite) staatliche Übernahme von Versicherungskosten oder Marktmacht verzerrt sind. Betrachtet wird hier die Frage, inwieweit Marktpreissignale Anreize für potentielle Anlagenbetreiber setzen, systemdienliche Technikentscheidungen bei ihren Investitionen zu treffen und inwieweit eine solche Technikentscheidung als möglich oder wahrscheinlich anzusehen ist.

Um die Ausbauziele zu erreichen, ist weiterhin ein Refinanzierungsmechanismus für FEE erforderlich. Unterschieden wird hier zwischen Refinanzierungsinstrumenten, bei denen Marktpreise für Stromprodukte die Erlöse von FEE-Erzeugung maßgeblich beeinflussen (z. B. bei der Direktvermarktung in den Modellen einer (ex ante) fixen Marktprämie oder einer Kapazitätsprämie) und Instrumenten, bei denen das nicht der Fall ist (z.B. eine Einspeisevergütung). Die Unterschiede hinsichtlich der Reaktion auf Marktpreissignale werden diskutiert. Auf eine nähere Spezifizierung der Refinanzierungsmechanismen kann hier verzichtet werden, da es maßgeblich um die grundlegende Frage geht, inwieweit Preissignale zu stromsystemdienlichen Auslegungen von FEE-Anlagen führen oder führen können⁴⁴.

Unter systemdienlich wird hierbei verstanden, dass die Anlagen sich in ein künftiges Stromsystem mit einem hohen Anteil von FEE-Anlagen gut einfügen, ohne dass signifikante Mengen an Überschussstrom produziert werden. Dazu gehören auch die Optimierung der Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie die Berücksichtigung einer kosteneffizienten Netzinfrastruktur.

⁴³ S. z.B. den Vorschlag des CDU-Wirtschaftsrates (Wirtschaftsrat 2013) oder die Mehrheitsmeinung des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2012).

⁴⁴ Im Einzelfall werden unten Unterschiede aufgenommen. Zwischen Marktprämie und Kapazitätsprämie bestehen selbstverständlich erhebliche Unterschiede, wie im Endbericht diskutiert wird. Nur können sie für die hier interessierende Frage i. Allg. als sekundär betrachtet werden.

In Bezug auf die Marktintegration wird zudem häufig von einer „bedarfsgerechteren“ Einspeisung gesprochen (z.B. Wirtschaftsrat, 2013, S.4; BET et al. 2013), was für FEE eine Anpassung ihrer Einspeisung an die Nachfrage meint. Dadurch wird der Residuallastgang – im Weiteren: Last minus Einspeisung aus PV und Wind – ausgeglichener. Da die Residuallast im Großhandelsmarkt theoretisch entsprechend der Merit-Order der nicht FEE-Stromerzeugung abgerufen wird, kann eine „bedarfsgerechtere“ Einspeisung für FEE als eine Verschiebung der Einspeisung in Zeiten mit einem höheren Börsenpreis interpretiert werden. Dies und ein mögliches Angebot auf Sekunden- und Minutenreservemärkte durch Onshore-Wind und PV-Anlagen werden im Weiteren betrachtet. Nicht weiter betrachtet wird eine Standortwahl von FEE-Anlagen aus Gründen der Netzoptimierung, da entsprechende Anreize unabhängig von der Beantwortung der Frage, ob Strompreise eine Steuerungswirkung bei FEE-Investitionsentscheidungen entfalten sollen, in beliebige FEE-Refinanzierungsmechanismen implementiert werden können. Ebenso werden weitere Systemdienstleistungen – außer der Bereitstellung von Regelenergie – hier nicht behandelt, da deren gegenwärtige und insbesondere auch zukünftige Kontrahierung durch Netzbetreiber sowie der Bedarf erst näher zu untersuchen sind.

5.2 Investitionen in Windkraftanlagen

Zur Frage, wie zukünftige Börsenpreise die Investitionsentscheidung in verschiedene Windkraftanlagen/Standorte beeinflussen können, wird die Investitionsrechnung eines einzelnen potentiellen Betreibers als Ausgangspunkt gewählt. Geht man zur Illustration und als Vorbereitung für die weitere Diskussion von perfekten Vorhersagen aus, dann berechnet der potentielle Anlagenbetreiber den Barwert pro installierter Leistung für alternative Techniken und Standorte über die Lebenszeit der Anlage, wobei er Investitions- und Wartungskosten den Erlösen aus einem Verkauf der Erzeugung in hoher zeitlicher Auflösung jeweils auf den Gegenwartswert diskontiert gegenüberstellt und die Kombination wählt, die den höchsten Barwert liefert. Für die Erlöse werden dabei – bei angenommener Vermarktung über die Börse - die day-ahead-Preise in stündlicher Auflösung sowie die jeweils dazugehörige Erzeugung benötigt. Hinzu kommen auf der Erlösseite Einnahmen aus einem Refinanzierungsmechanismus, der die Anreizwirkung durch Börsenpreise aufrechterhält und z.B. in einer festen Marktprämie oder einer Kapazitätsprämie bestehen kann. Dem wird z.B. ein Einspeisetarif gegenübergestellt, der auf der Erlösseite dazu führt, dass der Börsenpreis in zeitlicher Auflösung nicht mehr in die Investitionsrechnung eingeht. Letztlich wird aus einem derartigen – bezüglich der Informationsanforderungen mehr oder weniger gelockertem - Vergleich gefolgert, dass ein Refinanzierungsmechanismus, der eine preisabhängige Vermarktung beinhaltet, einem Einspeisetarif überlegen sei,

da die Investoren aufgrund der Börsenpreisabhängigkeit ihres Erlöses eine Standort/Technik-Kombination wählen, die bedarfsgerechter sei, da der Börsenpreis mit der Höhe der Residuallast positiv korreliert ist.

Diese These wird im Weiteren diskutiert. Dabei werden zuerst die Annahmen eines börsenpreisgetriebenen Modells beachtet und dann ein Vergleich mit einem Einspeisetarif gegeben. Erinnerung sei daran, dass mögliche Netzrestriktionen hier nicht weiter diskutiert werden, da Maßnahmen zur netzseitigen Standortoptimierung unabhängig vom Fördermechanismus eingeführt werden können bzw. die Wahrscheinlichkeit einer Abregelung nach §13 Abs. 2 EnWG gleichermaßen in Standortentscheidungen einfließen.

Aus der obigen Skizzierung einer börsenpreisabhängigen Investitionsentscheidung ergeben sich unmittelbar einige Fragen:

- Welche Informationen kann ein einzelner Investor haben, und welche Randbedingungen müsste er beachten?
- Wie wirkt der Anreizmechanismus, wenn die gesamte Windbranche ihm unterworfen ist?
- Welche Möglichkeiten einer Wahl von Technik und Standort hat er?
- Welche zusätzlichen Erlöse bieten sich ihm?
- Wie gut kann er sein Geschäftsmodell finanzieren?

Die Informationsanforderungen sind äußerst hoch und höher als bei verlässlich steuerbaren Anlagen, da der Zeitpunkt und das Ausmaß des Dargebots mitzubestimmen ist. Der Börsenpreis muss in zeitlicher Auflösung über die Lebensdauer der Anlage geschätzt werden, wobei allerdings weit in der Zukunft liegende Erlöse aufgrund der Diskontierung relativ gering gewichtet sein können. Die Entwicklung des **durchschnittlichen Börsenpreises** und dessen Volatilität hängt offensichtlich von einer Vielzahl von kaum zu prognostizierenden Faktoren, worunter auch zukünftige politische Entscheidungen fallen, ab: Z.B. der Preisentwicklung für Steinkohle und Erdgas sowie von CO₂-Zertifikaten, der Entwicklung des fossil-nuklearen Kraftwerksparks inklusive der möglichen Einrichtung von Kapazitätsmärkten, dem realisierten Ausbaupfad erneuerbarer Energien und dessen technische Zusammensetzung und Kostenstruktur... Deshalb ist nicht zu erwarten, dass auch mit größtem Aufwand verlässliche Prognosen oder hinreichend eng zusammenliegende Szenarienergebnisse entstehen, die auch z.B. Fremdkapitalgeber überzeugen, was für FEE aufgrund ihrer hohen Kapitalintensität besonders wichtig ist. Das entsprechende Risiko wird dann der potentielle Investor übernehmen müssen. Eine Absicherungsmöglichkeit dieses langfristigen Risikos über Märkte dürfte unwahrscheinlich sein, da der gegenwärtige Terminmarkt nur bis zu einer Tiefe von drei bis vier Jahren liquide ist. Dass neue Produkte entstehen und Kontraktpartner gefunden werden, die bereit sind, das langfristige Preisrisiko zu für Erzeuger annehmbaren Risikoprämien zu übernehmen, ist

unwahrscheinlich, da z.B. auch gegenwärtig Betreiber fossiler Kraftwerke entsprechende langfristige Absicherungsbedürfnisse haben und bisher kein Markt entstanden ist. Das bedeutet, dass letztlich die Höhe der Refinanzierungsinstrumente, die eine Orientierung an Börsenpreisen erfordern, so angepasst werden muss, dass sie dieses Risiko ausgleicht und die Ausbauziele erreicht. Das Preisrisiko wird demnach überwiegend⁴⁵ über die Refinanzierungsmechanismen getragen⁴⁶. Es hat insoweit kaum eine allokativen Funktion. Dennoch muss der Investor die potentielle Entwicklung des durchschnittlichen Börsenpreises⁴⁷ abschätzen, da sie eine Grundlage seiner Investitionsentscheidung ist.

Der einzelne potentielle Investor kann sich aber neben dem durchschnittlichen Börsenpreis auch an der Abweichung des Börsenpreises – also auf **Börsenpreisdifferenzen** – zu dem Durchschnitt der refinanzierten Windkraftanlagen orientieren⁴⁸. Dabei muss er zum einen abschätzen, wie seine zukünftige Erzeugung mit anderen jetzigen und künftig gebauten Windkraftanlagen im gleichen Refinanzierungsmechanismus korreliert. Zum zweiten muss er untersuchen, ob zu Zeiten einer stärkeren und schwächeren Erzeugung ein höherer bzw. niedrigerer Börsenpreis herrscht und daraus insgesamt ein höherer Erlös aus der Vermarktung resultiert. Im Vergleich zu Bestandsanlagen könnte vielleicht eine Korrelation der Erzeugung abgeschätzt werden, da Einspeisezeitreihen von Bestandsanlagen vorliegen, die ausgewertet werden könnten. Gleichzeitig müsste aber für den potentiellen Standort ein Windprofil erstellt werden. Das dürfte schwierig sein, zumal z.B. IWES (2013, S. 21) darauf hinweist, dass für „eine verlässliche Standortbewertung ... Windmessungen vor Ort nach wie vor unverzichtbar“ seien und dass gerade für Süddeutschland und Mittelgebirgsstandorte die vorliegenden Modelle Schwächen aufweisen. Selbst wenn dies gelingt, stellt sich für den Investor die Frage, wo andere Investoren ihre zukünftig in Betrieb gehenden Windkraftanlagen ansiedeln werden, da deren Entscheidung die eigenen Erlöserwartungen beeinflusst. Als Mengengerüst mag dienen, dass bis 2020 jährlich – je nach sonstigen Annahmen – 2-3 GW an Wind-onshore-Leistung bei Ende 2012 rund 31 GW installierter Leistung zuzubauen sind. Der Zubau ist also nicht unerheblich. Er kann – falls diese ähnlich kalkulieren - auch den vom Investor erwarteten Börsenpreis gerade in den Stunden senken, von denen sich der Investor höhere Er-

⁴⁵ Tendenziell könnte ein solcher Refinanzierungsmechanismus zur Selbstauswahl der Investoren führen, die einen relativ starken Börsenpreisanstieg erwarten. Die Finanzierungskosten würden dadurch gesenkt und hätten die Nebenwirkung von unter der Erwartung bleibenden Renditen und vermehrten Insolvenzen.

⁴⁶ Vgl. auch Kopp et al. (2013, S.28).

⁴⁷ Alternativ könnte er auch den durchschnittlichen Marktwert von Windkraft schätzen. Das dürfte die Schätzung nicht vereinfachen und für diese Schätzung gilt Analoges.

⁴⁸ Für eine nicht nach Technik differenzierte Refinanzierung gilt Ähnliches. Nur die Informationsanforderungen sind höher.

löse verspricht. Eine Abschätzung des zukünftig erfolgenden Zubaus und die Korrelation der entsprechenden zukünftigen Erzeugung dürften kaum möglich sein. Schließlich müsste er aus den Erzeugungsdifferenzen Erlösdifferenzen über eine genauere Verteilung der Börsenpreise ableiten. Da die deutschlandweite Winderzeugung und Börsenpreise negativ korreliert sind, dürfte eine relativ geringe Korrelation zwischen dem erwarteten Windprofil eines Standorts und der Winderzeugung in Deutschland allerdings als Indiz für einen vorteilhaften Standort dienen. Grundsätzlich ist anzunehmen, dass spezialisierte Dienstleister entsprechende Schätzungen anbieten und die Abschätzung des Erzeugungsprofils von potentiellen Windstandorten verbessern⁴⁹. Aber auch dann ist zu vermuten, dass entsprechende Erlöschätzungen für Investitionsentscheidungen sehr unsicher bleiben dürften. Insbesondere ist hier hervorzuheben, dass der zukünftige Zubau und deren Wirkung auf die Börsenpreise und insbesondere deren Schwankungen ein kaum zu lösendes Problem darstellt⁵⁰. Vor dem Hintergrund ist auch zu fragen, ob möglicherweise angereizte privat finanzierte langfristige Börsenpreisszenarien überflüssige Transaktionskosten darstellen.

In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage, welchen Anteil die Nutzung von erwarteten Börsenpreisschwankungen durch die Standortwahl am gesamten Erlös haben könnte. Aus den schwer einzuordnenden Rechnungen in Pietroni/Preuß (2013) ergibt sich eine Differenz der Erlöse der beiden dort betrachteten Anlagen von rund 1,2 €/MWh. Das ist absolut gesehen merklich; relativ zur gegenwärtigen Anfangsvergütung (inklusive Systemdienstleistungsbonus) nach EEG handelt es allerdings nur um rund 1,3%. Geht man davon aus, dass ein börsenpreisbasierter Refinanzierungsmechanismus die gleiche erwartete Vergütung wie das EEG zuzüglich einer Risikoprämie bieten muss, um den gewünschten Ausbau zu realisieren, erscheint das angesichts der Risiken als geringer Anreiz⁵¹. Allenfalls für größere Windparks könnte der Aufwand für entsprechende Gutachten vielleicht vertretbar sein. Die in diesem Abschnitt genannten Zahlen sind allerdings kaum belastbar.

⁴⁹ Pietroni, A./D. Preuß (2013) begründen anhand eines Simulationsbeispiel, dass Erlösgutachten für Direktvermarkter unter der gegenwärtigen gleitenden Marktprämie wichtiger werden dürften, da die Managementprämie zurückgeht und die Börsenpreise ihrer Einschätzung nach volatil oder stärker negativ mit der Windeinspeisung korreliert sein werden. Wie diese Erlösgutachten für potentielle Standorte methodisch aussehen könnten, wie mit Unsicherheiten – z.B. bezüglich der Börsenpreise – umgegangen wird und wie verlässlich sie für die für eine Investitionsentscheidung erforderliche Dauer sein könnte, ist nicht zu entnehmen. Sie zeigen aber, dass Direktvermarkter Bestandsanlagen, die sie unter Vertrag haben, nach Auswertung der Einspeisedaten tendenziell nach ihrer wirtschaftlichen Ergiebigkeit ordnen können.

⁵⁰ Dabei ist auch auf den Unterschied zwischen den potentiellen Erlösen eines „first movers“, dem kein Konkurrent folgt und einem durch Markteintritte erodierenden Zusatzlös zu verweisen.

⁵¹ Zur Orientierung: Für eine Anlage mit rund 2.190 Vollaststunden pro Jahr ergibt sich – falls diese Differenz über 20 Jahre fortbestehen würde – ohne Inflation und bei einem Realzins von 5% p.a. ein Barwert von rund 35.000€/MW.

Dabei ist auch zu bedenken, dass Fremdkapitalgeber von dem Ansatz überzeugt sein müssen. Um das Risiko zu reduzieren, dürften sie eine kürzere Amortisationsdauer sowie eine beträchtlich höhere Verzinsung verlangen. Angesichts der Unsicherheiten sind dann weiter in der Zukunft liegende mögliche zusätzliche Erlöse für die Finanzierung irrelevant. Maßgeblich für die Banken dürften als sehr sicher anzusehende Erlöse aus dem Refinanzierungsmechanismus sein und weniger mögliche Börsenpreiserlöse. Alternativ können finanzkräftige Unternehmen anderweitige Sicherheiten bieten oder den Zubau konzernintern finanzieren.

Betrachtet man das Ziel, das mit einem börsenpreisorientierten Refinanzierungsmechanismus bezüglich der Investitionen verfolgt werden soll aus Systemsicht, dann handelt es sich um eine Beeinflussung der Standortwahl und der Technikwahl, die eine gleichmäßigere Erzeugung und weniger steile Gradienten bewirken sollen. Technikwahl und Standortwahl gehen dabei tendenziell miteinander einher: IWES (2013) belegen⁵², dass es zwar eine grundsätzliche positive Korrelation der Winderzeugung an verschiedenen Standorten in Deutschland gibt; der Gradient der Einspeisung kann jedoch durch eine Verteilung der Standorte verringert werden. Insgesamt ist bei einer Verteilung der Anlagen mit einer Glättung der Einspeisung zu rechnen. Die küstenfernen Onshore-Standorte sind dabei als Schwachwindlagen charakterisiert. D.h. eine gleichmäßigere Erzeugung über eine gleichmäßigere räumliche Verteilung zu erreichen, geht automatisch mit einem gleichzeitigen Ausbau von Stark- und Schwachwindanlagen einher. Dass ein Refinanzierungsmechanismus dies über eine Abhängigkeit der erwarteten Erlöse der Investoren vom Börsenpreis leisten kann, ist nach obiger Diskussion nicht ersichtlich.

Schwachwindanlagen unterscheiden sich dabei von Starkwindanlagen nicht allein durch eine geringere Generatorleistung bei gleichem Rotordurchmesser. Bei pitch-geregelten Anlagen – was alle größeren neueren Anlagen sein dürften - sind „die auftretenden Kräfte ... weitgehend proportional zur entnommenen Leistung“ (IWES, 2013 S. 7f.). Deswegen können auch Kosten bei Komponenten wie Getriebe, Turm und Fundament eingespart werden „sodass eine Auslegung der Windkraftanlage auf niedrigere spezifische Nennleistungen nicht zwangsweise mit einer Erhöhung der Stromgestehungskosten einhergeht.“ (IWES 2013, S.8). Der größere Flächenbedarf wegen des größeren Rotordurchmessers pro installierter Leistung wirkt allerdings auf höhere Kosten hin (IWES 2013). Schwachwindanlagen könnten somit neben der durch sie verursachten Glättung der Wind-Einspeisung (auch inklusive Wind-offshore) als eine eigene Technik aufgefasst werden, die es zu optimieren gilt, da man sie langfristig zur Erreichung der Ausbauziele benötigt. Einen entsprechenden

⁵² Sie vergleichen dabei ausführlich sechs Standorte: Wind-offshore Nordsee und Ostsee, Onshore Nord, West, Ost und Süd.

Ausbau kann man vornehmlich über die feste Komponente eines Refinanzierungsmechanismus erreichen – z.B. über eine entsprechend differenzierte Kapazitätzahlung - und nicht über eine Börsenpreisabhängigkeit. Alternativ ist das auch über eine Einspeisevergütung möglich, die ertragsabhängige Vergütungssätze und/oder eine räumliche Differenzierung einsetzt.

Im Vergleich zu einer Einspeisevergütung sind im Rahmen von Investitionsentscheidungen kaum Vorteile einer börsenpreisabhängigen Vergütung zu erkennen:

- Grundsätzlich kann eine an Börsenpreisen orientierte Standortwahl nicht ausgeschlossen werden, was definitionsgemäß eine bedarfsgerechtere Einspeisung bewirken würde,
- Nach gegenwärtigen – sehr vorläufigen Daten aus einer schwer einzuordnenden Untersuchung – sind die möglichen Effekte sehr klein,
- Sie können wahrscheinlich allenfalls von großen Windparks genutzt werden,
- Sie zu erkennen und zu nutzen, erfordert genaue und sehr umfangreiche Schätzungen von Daten über die Anlagenlebenszeit auf Seiten des Investors. Dabei kann bezweifelt werden, dass erforderliche Daten – z.B. zu den Entscheidungen zukünftiger Investoren in Windkraftanlagen – überhaupt hinreichend verlässlich bestimmt werden können,
- Die entsprechende Berechnung von Szenarien und detaillierten Standortvergleiche stellen im Vergleich zu einer Regelung über eine Einspeisevergütung zusätzliche Kosten dar,
- Die zusätzlichen Risiken tragen im Durchschnitt diejenigen, die den Refinanzierungsmechanismus bezahlen, da das Instrument, um das Ausbauziel zu erreichen, entsprechend höhere Zahlungen an Anlagenbetreiber vorsehen muss. Damit sind auch deutlich höhere Zahlungen als bei einer Einspeisevergütung zu erwarten.
- Die Akteursvielfalt dürfte im Vergleich zu einer Einspeisevergütung reduziert werden, da eine Fremdfinanzierung schwieriger wird und, wenn überhaupt, dann eher größere Windparks von derartigen Regelungen profitieren könnten.
- Ob eine räumlich verteilter Ausbau der Windkraft in Deutschland und eine entsprechende Förderung von Schwachwindanlagen allein über einen börsenpreisabhängigen Teil eines Refinanzierungsmechanismus angeregt werden kann, ist sehr fraglich, da die potentiellen Gewinne gegenwärtig als eher klein einzuschätzen sind.

5.3 Investitionen in PV-Anlagen

Für die Einschätzung der möglichen Wirkung von Marktpreissignalen auf Investitionsentscheidungen von PV-Anlagen gilt grundsätzlich dasselbe, was unter Windkraft diskutiert wurde. Die Informationserfordernisse und Unsicherheiten sind gravierend, insbesondere die Abschätzung zukünftiger Entscheidungen anderer Investoren kann

kaum angemessen berücksichtigt werden. Allerdings gibt es einige hier relevante Unterschiede zwischen Wind und PV. Diese werden im Folgenden diskutiert.

Als erstes ist anzumerken, dass private Betreiber kleiner PV-Anlagen kaum selber komplexe Erwägungen über zukünftige zeitlich hoch aufgelöste Börsenpreisentwicklungen und Einspeisemuster in ihre Investitionsentscheidung einfließen lassen dürften. Sofern für den jeweiligen börsenpreisbasierten Refinanzierungsmechanismus hierfür keine Lösung angeboten wird, ist zu vermuten, dass kleine PV-Anlagen erwartete Börsenpreissignale bestenfalls grob berücksichtigen. Insofern ist die mögliche Wirkung von Börsenpreissignalen auf Investitionen eher noch schwächer einzuschätzen als für Windkraft.

Andererseits könnte bei PV im Vergleich zu Windkraft eher eine Reaktion auf erwartete Börsenpreissignale erwartet werden, da die erwartete Einspeisung von PV-Anlagen zeitlichen Mustern folgt und die PV-Einspeisung groß genug ist, um zeitliche Muster bei den Börsenpreisen auszulösen. Wenngleich potentielle PV-Anlagenbetreiber ebenso große Schwierigkeiten haben wie potentielle Windkraftanlagenbetreiber, Börsenpreise korrekt abzuschätzen, so ist es für sie deshalb prinzipiell möglich, auf die von PV-Anlagen induzierten erwarteten Muster der Börsenpreise zuzugreifen und diesen das erwartete zeitliche Muster verschiedener Anlagenkonfigurationen gegenüberzustellen. Die zeitliche Verteilung der Einspeisung kann dabei durch die Ausrichtung sowie durch die Technikwahl beeinflusst werden. Standortentscheidungen sind für PV wenig relevant, da sie – bei gleicher Ausrichtung und Technik – die Verteilung der Einspeisung nicht maßgeblich systematisch beeinflussen.

Bei PV-Anlagen sind mehrere Techniken mit verschiedenen Eigenschaften verfügbar. Genannt seien hier monokristalline und polykristalline auf der einen sowie Dünnschicht- und CIGS-Module auf der anderen Seite. Sie unterscheiden sich vielfältig z.B. hinsichtlich Wirkungsgrad und Preis. Hier besonders relevant ist, dass Dünnschicht- und CIGS-Module im Vergleich zu den beiden Anderen diffuses Licht besser nutzen – was insbesondere am frühen Morgen oder späten Abend zu einer höheren Erzeugung führt - und der Leistungsabfall bei höheren Temperaturen geringer ist. Für CIGS-Module wird zudem eine größere Einspeisung im Winter erwartet. Die unterschiedliche zeitliche Verteilung der Einspeisung kann damit in die Investitionsentscheidung einfließen, und die Abweichung von der durchschnittlichen Einspeisung der PV-Bestandsanlagen könnte als – allerdings grober - Indikator für relative Börsenpreise herangezogen werden. Eine genauere Abschätzung der Börsenpreise bleibt weiterhin ein Problem. Inwieweit die zeitliche Verteilung der Einspeisung im Vergleich zu anderen Faktoren die Technikwahl maßgeblich beeinflussen könnte und ob bei börsenpreisabhängigen Refinanzierungsmechanismen andere Technikentscheidungen zu erwarten sind als bei einer Einspeisevergütung, müsste empirisch

untersucht werden, wobei die dabei unterstellten möglichen Börsenpreisprofile sehr genau auszuwählen sind.

Die Wahl der Ost-West-Ausrichtung kann das Einspeiseprofil im Vergleich zur ertragsmaximierenden Ausrichtung in die Vormittags- bzw. Nachmittagsstunden verschieben, wobei ein Ertragsverlust entsteht⁵³. Bei einer Einspeisevergütung wird ein potentieller Anlagenbetreiber nur auf die Ertragsmaximierung achten und nicht mehr von der technisch optimalen Ausrichtung – unter Beachtung der Kosten - abweichen als notwendig. Eine börsenpreisabhängige Vergütung könnte dazu führen, dass bewusst Ost-West-Ausrichtungen gewählt werden bzw. Dächer mit einer solchen Ausrichtung häufiger genutzt werden⁵⁴. Voraussetzung ist, dass am Morgen bzw. Abend – v.a. aufgrund der geringeren Einspeisung von PV-Bestandsanlagen – höhere Preise erwartet werden und diese höheren Preise die Mindererlöse durch eine verringerte Einspeisemenge kompensieren. Auch hier sind betriebswirtschaftliche Kalkulationen erforderlich, um einzuschätzen, ob und unter welchen Bedingungen eine stärkere Ost- oder West-Ausrichtung wirtschaftlich vorteilhaft ist. Auch hier sind die dabei hinterlegten Börsenpreisprofile genau zu betrachten. Alternativ könnte auch darüber nachgedacht werden, wie Anreize für eine systemdienliche Wahl von Ausrichtungen gesetzt werden können, falls deren zukünftige Verteilung als wichtig für das Stromsystem einzuschätzen ist.

Zu betrachten ist bei PV auch der Eigenverbrauch. Dabei wird Eigenverbrauch nicht umfassend diskutiert, sondern nur die Frage, wie sich das Eigenverbrauchsverhalten bei unterschiedlichen Refinanzierungsmechanismen verändert. Die Anreize für einen PV-Eigenverbrauch hängen – sofern sie nicht eigens gefördert wird - von der möglichen Vergütung bei Einspeisung, den Kosten des alternativen Fremdbezugs und den Kosten des Eigenverbrauchs ab. Bei den Kosten des Eigenverbrauchs sind neben den Stromgestehungskosten auch mögliche Befreiungen von Umlagen, Steuern und Entgelten zu berücksichtigen. Für einen Vergleich von börsenpreisbasierten Refinanzierungsmechanismen mit anderen, insbesondere einer Festvergütung, liegt der maßgebliche Unterschied bei der möglichen Vergütung einer Einspeisung⁵⁵: Während er bei der Festvergütung zeitunabhängig konstant ist, hängt er bei börsenpreisbasierten Verfahren vom Börsenpreis ab und ist zeitvariabel. Tendenziell sollte dies

⁵³ Eine Nachführung kann unter Ausrichtung subsummiert werden, da eine technisch optimale Nachführung als Umhüllende des Ertrags aller möglichen Ausrichtungen zu verstehen ist.

⁵⁴ Bei Kleinanlagen dürfte die Ausrichtung der Anlage nur begrenzt variierbar sein, da sie wesentlich durch die Ausrichtung des Satteldaches bestimmt ist.

⁵⁵ Die je nach Refinanzierungsmechanismus vermutlich unterschiedlichen Kosten für die Erreichung eines bestimmten Ausbauziels, die sich auch auf die Kosten eines Fremdbezugs auswirken, werden hier vernachlässigt, da sie schwer abzuschätzen sind und einer Schätzung eine genaue Ausgestaltung des Mechanismus zugrundeliegen muss.

dazu führen, dass der Anlagenbetreiber bei hohen Börsenpreisen möglichst viel einspeist und bei niedrigen viel selbst verbraucht. Falls dies durch Lastverschiebungen des Eigenverbrauchers erzielt wird, wäre diese Reaktion systemdienlich, da Last in Zeiten mit weniger hohen Strompreisen verschoben würde. Allerdings ist zu fragen, ob beim Eigenverbraucher eine Installationsvariante angereizt wird, die ihm ermöglicht, bei besonders hohen Strompreisen einzuspeisen und gleichzeitig Strom zu beziehen. Dann könnte der Eigenverbraucher von vorübergehenden sehr hohen Strompreisen (z.B. bei 300 €/MWh) profitieren, ohne dass er sein Verhalten ändert. Dies dürfte grundsätzlich durch geeignete Vorschriften zum Netzanschluss und zu Messungen verhindert werden können. Hinsichtlich der Anlagenwahl, -ausrichtung und -auslegung für einen Eigenverbrauch sind beim Vergleich der beiden Refinanzierungsmechanismen keine grundsätzlichen Unterschiede zuerkennen.

Insgesamt gelten für PV auch die oben, unter Windkraft erläuterten Bedenken gegen die Wirksamkeit einer börsenpreisbasierten Refinanzierung auf die Investitionsentscheidungen. Aufgrund des Vorliegens von verlässlichen Einspeisemustern von PV und der Möglichkeit, diese durch Technikwahl und Ausrichtung zu beeinflussen, kann ohne betriebswirtschaftliche Analysen nicht ausgeschlossen werden, dass PV-Investitionsentscheidungen bei Preisabhängigkeit der Vergütung zu einer Glättung der Einspeisung beitragen können. Fraglich ist, ob dies auch für potentielle Betreiber kleiner PV-Anlagen gilt, da diese üblicherweise die Ausrichtung nur eingeschränkt wählen können und die erforderlichen Investitionsrechnungen sehr komplex sein dürften.

5.4 Zur Bedeutung der Regelenenergiemärkte für FEE-Anlagen

Eine Teilnahme an den Regelenenergiemärkten durch FEE-Anlagen ist aus folgenden Gründen wünschenswert:

- Eine Bereitstellung durch fossile Kraftwerke kann durch FEE verdrängt werden; dadurch reduzieren sich insbesondere must-run-Leistungen fossiler Kraftwerke⁵⁶;

⁵⁶ Dabei ist zu bedenken, dass die must-run-Leistungen von fossilen Kraftwerken die angebotene Regelleistung weit übersteigen können. Dies rührt daher, dass die Kraftwerksbetreiber beachten müssen, dass die Mindestleistung bei Abruf negativer Regelleistung nicht unterschritten wird. Bei einem Angebot positiver Regelleistung müssen sie mindestens mit der Mindestleistung fahren, um bei Abruf den erforderlichen Hub in der festgelegten Frist erfüllen zu können. Allein Gas-GT-Kraftwerke könnten positive Minutenreserve aus dem Stillstand leisten. Zudem werden kontrahierte Leistungen typischerweise teilweise besichert, um die erforderliche sehr hohe Verfügbarkeit zu gewährleisten.

- Langfristig können und müssen (!) FEE für die Erbringung von Systemdienstleistungen wichtig werden, weshalb eine Identifikation und Verringerung der gegenwärtigen Hemmnisse einer Teilnahme der FEE an Regelenergiemärkten angezeigt ist;
- Durch einen Markteintritt der FEE kann der Wettbewerb – insbesondere auf dem Sekundärreservemarkt – erhöht werden, was die Kosten für Regelenergie senken dürfte;
- FEE können durch Teilnahme an Regelenergiemärkten zusätzliche Einnahmen erzielen.

Dem steht eine geringere FEE-Erzeugung bei einem Angebot positiver Regelenergieleistung gegenüber, da die FEE-Anlagen gedrosselt fahren müssen, um den angebotenen Hub leisten zu können. Im Falle eines Angebots von negativer Regelenergie verringert nur ein Abruf die Erzeugung. Diese Verringerung der Erzeugung ist mit den genannten Vorteilen abzuwägen.

Regelenergieleistungen werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam ausgeschrieben. Sie werden unterteilt in Primärregelleistung und jeweils positive und negative Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Grundsätzlich besteht für PV und Windkraft technisch die Möglichkeit, positive und negative Sekundärreserve und Minutenreserve anzubieten. Ein Angebot von Primärregelleistung dürfte für FEE hingegen technisch nicht möglich sein. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über wesentliche Eigenschaften der Ausschreibungen von Sekundärregelleistung und Minutenreserve⁵⁷. Zuvor ist zu erwähnen, dass sowohl anbietende Unternehmen als auch jede einzelne Anlage für die Erbringung einer Regelleistungsart präqualifiziert werden müssen. Die Anforderungen sind dabei für die Sekundärregelleistung höher als für die Minutenreserve. Insbesondere muss für Sekundärregelleistung eine besonders sichere, eigenständige Datenkommunikation zwischen Anlagen und Übertragungsnetzbetreiber aufgebaut werden. Die entsprechenden Kosten für die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen stellen Fixkosten dar, was die Einbindung kleinerer Anlagen unrentabel machen kann. Eine Senkung von Präqualifikationsanforderungen ist demnach für eine Einbindung von FEE wünschenswert. Inwieweit sie möglich ist ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden, erfordert allerdings technische Überprüfungen.

⁵⁷ Die einschlägigen Vorschriften sind in Festlegungen der Bundesnetzagentur zu finden (für Minutenreserve in: BK6-10-099; für Sekundärregelung in: BK6-10-098).

	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Zeitspanne bis zur Erbringung der vollen kontrahierten Leistung	5 Minuten	15 Minuten
Positive/negative	Getrennte Ausschreibung	
Angebote enthalten:	Leistungspreis, Arbeitspreis, Leistung	
Zuschlag und Abruf	Kontrahierung aufsteigend nach Leistungspreis; Abruf aufsteigend nach Arbeitspreis in kontrahierter Leistung (jeweils pay-as-bid)	
Häufigkeit und Termine der Ausschreibungen	Wöchentlich mittwochs für die Folgewoche; Angebotsabgabe bis 15 Uhr, Zuschlagserteilung bis 16 Uhr	Täglich für den nächsten Tag (an Werktagen; Sonn- und Feiertage werden am letzten vorhergehenden Werktag ausgeschrieben); Angebotsabgabe bis 10 Uhr, Zuschlagserteilung bis 11 Uhr
Zeitscheiben	1. Hauptzeit: Werktags 08-20 Uhr, 2. Nebenzeit: Werktags 20-08 Uhr sowie Wochenende und Feiertage	00-04 Uhr, 04-08 Uhr, 8-12 Uhr, 12-16 Uhr, 16-20 Uhr, 20-24 Uhr
Mindestlosgröße	5 MW	
Pooling	Außer für die Erreichung der Mindestlosgröße nur innerhalb einer Regelzone	
Besicherung von Anlagen	Nur durch Anlagen in der gleichen Regelzone	

Der Unterschied zwischen Sekundärregelleistung und Minutenreserve besteht darin, dass Sekundärregelleistung kurzfristiger – in 5 Minuten vs. 15 Minuten - zur Verfügung gestellt werden muss. Praktisch wird Sekundärregelleistung bei anhaltenden Mengensalden durch Minutenreserve abgelöst, so dass sie dann wieder für den kurzfristigen Ausgleich von Ungleichgewichten eingesetzt werden kann. Leistungen für positive und negative Regelleistung werden für jede der beiden Regelleistungsarten getrennt ausgeschrieben. Die Anbieter haben einen Leistungs- und einen Arbeitspreis zu nennen. Der Zuschlag wird in aufsteigender Reihenfolge nach Leistungspreis erteilt, bis die ausgeschriebene Leistung erreicht wird. Die Anbieter erhalten die Leistungspreise entsprechend ihres Gebots. Im Falle eines Abrufs wird Arbeit in aufsteigender Reihenfolge der angebotenen Arbeitspreise innerhalb der kontrahierten Leistung herangezogen. Die Zahlung der Arbeit erfolgt ebenfalls entsprechend der Gebotspreise.

Die weiteren Angaben in der Tabelle sind besonders für FEE wichtig. Zuvorderst ist dabei die zeitliche Struktur zu nennen, die für FEE besonders bedeutsam ist, da eine hohe Prognosegüte eine Voraussetzung für eine Teilnahme ist und diese mit einer Verringerung der Frist zwischen Prognoseerstellung und Prognosezeitraum steigt. Längere Zeitscheiben erhöhen deshalb auch die Unsicherheit und können FEE-Anlagen praktisch ausschließen, da eine zu hohe Besicherungsleistung durch andere Anlagen erforderlich werden kann. Die entsprechenden Rahmendaten für Sekundärreserve zeigen, dass eine Beteiligung von FEE Anlagen kaum sinnvoll möglich ist: Die Modalitäten setzen letztlich eine Prognose über eine Woche voraus und erfordern die Garantie einer Leistungsanpassung bei Abruf für eine ganze Woche. Am Sekundärregelmarkt dürften deshalb FEE nur teilnehmen können, wenn die Zeitscheiben erheblich verkürzt werden – z.B. wenige Stunden - und die Ausschreibung näher bei den Zeitscheiben liegt. Selbst auf dem Minutenreservemarkt erscheint die Länge der Zeitscheiben problematisch; insbesondere aber liegt die Angebotsabgabe 14-38 Stunden vor der ausgeschriebenen Erbringung. Insbesondere eine erhebliche Verkürzung dieser Frist – z.B. eine Ausschreibung jeweils ein bis zwei Stunden vor der Erbringung – dürfte die Teilnahmemöglichkeit von FEE deutlich verbessern. Änderungen der Zeitstruktur sind für eine Teilnahme von FEE an den Regelenergiemärkten essentiell.

Die Mindestlosgröße von 5 MW dürfte für sich kein bedeutendes Hemmnis mehr darstellen, zumal ein Pooling auch über verschiedene Regelzonen hinweg möglich ist. Eine weitere Verringerung könnte den Wettbewerb zwischen anbietenden Unternehmen allerdings erhöhen. Problematischer ist die Regelung einzuschätzen, wonach ein Pooling nur innerhalb einer Regelzone möglich ist, sofern es nicht erforderlich ist, um die Mindestlosgröße zu erreichen. Dies kann die Anzahl der in Frage kommenden Unternehmen, über die ein FEE-Anlagenbetreiber seine Leistung an Regelenergiemärkten vermarkten kann, merklich reduzieren. Gleichermaßen einschränkend wirkt die Regelung, wonach eine Besicherung, die vor allem für FEE-Anlagen bedeutend ist, in der gleichen Regelzone wie die besicherte Anlage stehen muss. Gerade für kleine Anbieter, die gerade die Mindestlosgröße durch Pooling erreichen, kann diese Regelung als Hemmnis wirken. Insofern kann diese Regelung den Wettbewerb beeinträchtigen. Die in diesem Abschnitt genannten Mengenregelungen sollten überprüft und gegebenenfalls gelockert werden, um den Wettbewerb unter Anbietern zu erhöhen und damit tendenziell Markteintrittsschranken für FEE-Anlagenbetreiber zu verringern.

Darüber hinaus ist zu diskutieren, ob die Art des aktuell zu erbringenden Nachweises für die Erbringung von Regelleistung – als Abweichung der Einspeisung vom Fahrplan in Höhe der abgerufenen Regelleistung – auch für FEE sinnvoll ist, oder ob nicht z.B. etwa Prognosefehler Berücksichtigung finden sollten und der Nachweis über

eine Differenz zwischen möglicher und tatsächlicher Einspeisung vorteilhaft ist. Auch die Frage, ob für FEE andere Besicherungsregeln als für steuerbare Erzeugung angewandt werden können, die Prognoseungenauigkeiten berücksichtigen, wäre zu prüfen⁵⁸. Entsprechende, gegebenenfalls speziell für fluktuierende Erzeuger entwickelte Verfahren, können Marktzutrittsschranken für FEE zu Regelenergiemärkten mindern, die gegenwärtig aufgrund der bisherigen Ausrichtung der Regulierung dieser Märkte auf steuerbare Erzeugungsanlagen bestehen.

Im Zusammenhang mit Refinanzierungsmechanismen ist jedoch zu erwähnen, dass alle Refinanzierungsmechanismen, die an der tatsächlichen FEE-Erzeugung ansetzen⁵⁹ und die Möglichkeit einer Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht explizit regeln, FEE-Anlagen den Zugang zum Regelenergiemarkt erschweren. Zu nennen sind beispielsweise eine Einspeisevergütung⁶⁰, die gegenwärtige gleitende Marktprämie oder eine feste Marktprämie. Dies liegt daran, dass diese Zahlungen in die Opportunitätskostenerwägungen der FEE-Anlagenbetreiber einfließen. Unmittelbar ersichtlich ist dies für ein Angebot positiver Minutenreserve: Um einen entsprechenden Hub anbieten zu können, müssen FEE-Anlagenbetreiber ihre Anlage gedrosselt fahren, womit sie auf die Zahlung aus dem Refinanzierungsmechanismus sowie gegebenenfalls auf den Börsenpreis verzichten. Insofern vermindern derartige Refinanzierungsmechanismen die Chancen von FEE-Anlagenbetreibern auf den Regelenergiemärkten. Falls man FEE-Anlagenbetreiber verstärkt in die Regelenergiemärkte bringen will, ist dann zu überlegen, ob und gegebenenfalls wie man spezielle Regelungen für eine Teilnahme an Regelenergiemärkten in die Ausgestaltung integriert. Zuvor ist allerdings eine Beseitigung oder zumindest eine deutliche Reduktion der oben erläuterten Hemmnisse aufgrund der gegenwärtigen Ausgestaltung der Regelenergiemärkte angezeigt.

5.5 Zusammenfassung

Im Vergleich zu einer Einspeisevergütung sind im Rahmen von Investitionsentscheidungen kaum Vorteile einer börsenpreisabhängigen Vergütung zu erkennen. Theoretisch kann eine an Börsenpreisen orientierte Standortwahl oder Technikwahl zwar

⁵⁸ U.a. derartige Fragen werden im bis 2014 laufenden Projekt „Regelenergie durch Windkraftanlagen“ von IWES, energiequelle, Enercon, TenneT und Amprion untersucht.

⁵⁹ Für z.B. eine Kapazitätsprämie gilt das im Folgenden gesagte nicht.

⁶⁰ Gegenwärtig ist Anlagen in der Einspeisevergütung nach § 16 Abs. 3 EEG eine Teilnahme an Regelenergiemärkten verboten. Sie wurde hier aufgenommen, um für eine Weiterentwicklung des EEG eine Diskussion über Beteiligungsmöglichkeiten anzustoßen.

nicht ausgeschlossen werden, was definitionsgemäß eine bedarfsgerechtere Einspeisung bewirken würde. Nach gegenwärtiger Einschätzung sind mögliche Effekte sehr klein, und sie können allenfalls von großen Windparks und großen PV-Anlagen genutzt werden. Sie zu erkennen und zu nutzen, erfordert dabei genaue und sehr umfangreiche Schätzungen von Daten über die Anlagenlebenszeit auf Seiten des Investors, die dann auch selbst mit merklichen Kosten verbunden sein dürften. Dabei kann bezweifelt werden, dass erforderliche Rahmenannahmen – z.B. zu den Entscheidungen zukünftiger Investoren in FEE – überhaupt hinreichend verlässlich bestimmt werden können.

Durch eine Abhängigkeit der zukünftigen Erlöse von den sich dann einstellenden Börsenpreisen entstehen für FEE-Anlagenbetreiber zusätzliche Risiken. Diese zusätzlichen Risiken tragen im Durchschnitt diejenigen, die den Refinanzierungsmechanismus bezahlen, da das Instrument, um das Ausbauziel zu erreichen, entsprechend höhere Zahlungen an Anlagenbetreiber vorsehen muss. Damit sind auch deutlich höhere Zahlungen als bei einer Einspeisevergütung zu erwarten.

Die Akteursvielfalt dürfte im Vergleich zu einer Einspeisevergütung reduziert werden, da eine Fremdfinanzierung schwieriger wird und, wenn überhaupt, dann eher große Windparks von derartigen Regelungen profitieren könnten.

Insgesamt stehen sehr unsicheren und vermutlich geringen Vorteilen, die durch eine Berücksichtigung börsenpreisabhängiger Erlöse in FEE-Investitionsplanungen entstehen könnten, erhebliche, sehr wahrscheinliche Nachteile gegenüber. Deshalb sind zur Steuerung von FEE-Investitionsentscheidungen derartige Refinanzierungsmechanismen nicht zu empfehlen.

6 Die aktuelle gleitende Marktprämie und ihre Lenkungswirkung

Dieses Kapitel widmet sich der aktuellen gleitenden Marktprämie, insbesondere den mit der Einführung erwarteten Zielen und ihrer tatsächlichen Lenkungswirkung in Bezug auf fluktuierende erneuerbare Energien.

War eine Direktvermarktung, also die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien, an einen Dritten grundsätzlich schon immer möglich, wurde sie erst mit Einführung der Marktprämie im EEG 2012 zu einem maßgeblichen Faktor. Wurden im Dezember 2011 - ohne gleitender Marktprämie - 3.563 MW direktvermarktet, befinden sich im Juli 2013 bereits 33.925 MW in der Direktvermarktung, wobei 96,3 % unter der Marktprämie vermarktet werden (eeg-kwk.net 2013).

Die Vermarktung unter der gleitenden Marktprämie ist somit die mit Abstand am häufigsten genutzte Vermarktungsform und wesentlicher Motor für den Erfolg der Direktvermarktung.

Mit Einführung der gleitenden Marktprämie wurde das Erreichen folgender Ziele verknüpft⁶¹:

- Schaffung eines Anreizsystems zum marktorientierten Betrieb von EEG-Anlagen
- Deutliche Reduktion negativer Preise
- Einsparungen durch Lastverlagerung von EE
- Stärkung des Wettbewerbs durch eine Vielzahl von Akteuren
- Verbesserung der langfristigen Systemsicherheit durch Anreize zu guten Einspeiseprognosen sowie effiziente Ausregelung von Prognosefehlern
- Anreize zum Pooling und somit Bildung virtueller Kraftwerke

Im Folgenden wird gezeigt, dass die Direktvermarktung unter der Marktprämie in der momentanen Ausgestaltung dem Erreichen der formulierten Ziele nicht dienlich ist.

Dazu wird zunächst dargestellt, wie sich die Prämie berechnet und welche Faktoren Einfluss auf deren Höhe nehmen. Daran anschließend werden Strategien vorgestellt, die aus Gründen der Gewinnmaximierung denkbar sind und im Ergebnis den Zielen zum Teil diametral entgegenwirken. Weiterhin wird die Direktvermarktung von Strom aus Windkraftanlagen auf Marktkonzentration untersucht.

⁶¹ Vgl. (BT-Drs. 17/6071), (BT-Drs. 17/10571), sowie (Sensfuß/Ragwitz 2011) auf die in der Gesetzesbegründung explizit verwiesen wird.

Die vorgestellten Strategien beziehen sich im Wesentlichen auf die Direktvermarktung von fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE), da diese für die Systemtransformation von überragender Bedeutung sind und auf sie der Großteil der Leistung in der Direktvermarktung entfällt.

6.1 Ausgestaltung der Marktprämie

Die Höhe der Marktprämie (MP) wird durch mehrere Faktoren bestimmt und jeweils auf Monatsbasis ex post berechnet. Sie besteht für FEE aus:

- Der individuellen Einspeisevergütung (EV),
- Der Managementprämie (PM) zur Kompensation von Marktzulassungs-/Marktintegrationskosten, die in ihrer Höhe wiederum von einer Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter abhängt
- Dem energieträgerspezifischen Börsenerlös (MW) als gewichtetem Mittelwert (die Summe des Produkts der stündlichen Einspeisung aller Anlagen eines Energieträgers mit dem jeweiligen stündlichen Day-Ahead-Börsenpreis wird geteilt durch die gesamte monatliche Einspeisung aller Anlagen dieses Energieträgers)

Formal lässt sich Marktprämie darstellen als:

$$MP = EV + PM - MW$$

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

Neben Zahlungen aus der Marktprämie (MP) erhält der Direktvermarkter den jeweiligen individuellen Verkaufserlös (VK). Stellt man den Zahlungsstrom eines Direktvermarkters dar, so ergeben sich für ihn (unter der Marktprämie) folgende Einzahlungen (ZE) für die Vermarktung:

$$ZE = VK + MP$$

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

sowie im Rahmen der Vermarktung, sodass der Gewinn (G) des Direktvermarkters formal dargestellt lautet:

$$G = VK + MP - K$$

Dieser Gewinn muss nun größer sein als die Einspeisevergütung, da Anlagenbetreiber grundsätzlich zwischen einer Direktvermarktung sowie der Einspeisevergütung (EV) (monatlich) wechseln dürfen. Es muss daher gelten:

$$G = VK + MP - K > EV$$

Mit $MP = EV + PM - MW$ gilt:

$$VK + EV + PM - MW - K > EV$$

Daraus:

$$VK - MW + PM - K > 0$$

In der Folge lassen sich die Möglichkeiten eines Direktvermarkters im Vergleich zu einer Einspeisevergütung seinen Gewinn zu erhöhen abgeleitet darstellen als:

Vergrößerung der Differenz zwischen Verkaufserlös (VK) und dem energieträgerspezifischen Marktwert (MW) auf der einen Seite, sowie der Managementprämie (PM) und den Kosten auf der anderen Seite.

6.2 Kostenoptimierung und Marktmacht

Da der energieträgerspezifische Marktwert definiert ist als der durchschnittliche Erlös aller Anlagen, muss - falls alle Anlagen in der Direktvermarktung sind - gelten $VK = MW$. D.h. im Falle einer Vermarktung eines Großteils der Anlagen muss ein Direktvermarkter seinen Gewinn durch Kosteneinsparungen erwirtschaften.

Die Kosten im Rahmen der Direktvermarktung sind stark geprägt von Skaleneffekten. So sind ein Großteil der Vermarktungskosten Einmalkosten. Die Prognoseerstellung und insbesondere der Prognoseausgleich erfolgt über das Gesamtportfolio, sodass die anlagenspezifischen Kosten mit jeder zusätzlichen Anlage abnehmen.

In der Folge ist eine nicht unwesentliche Marktkonzentration zu erwarten, welche im Januar mit einem CR3 von 50% sowie einem CR5 von 67% die Marktmachtvermutung des GWB⁶² bereits erfüllten.

Tabelle 1: Marktkonzentration Direktvermarktung Wind⁶³

Unternehmen (j)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Rest	Summe
Windleistung im Portfolio	7300	2427	2400	1700	1600	884	526	500	480	6366	24183
Anteil a_i	0,30	0,10	0,10	0,07	0,07	0,04	0,02	0,02	0,02	0,26	1
CR _j	0,30	0,40	0,50	0,57	0,64	0,67	0,70	0,72	0,74		1

Die Erreichung des Ziels durch eine Vielzahl von Akteuren den Wettbewerb zu steigern, erscheint vor diesem Hintergrund fraglich.

6.3 Erlösoptimierung und Handlungsstrategien

Wie oben gezeigt liegt, neben einer Kostenreduktion, das Interesse des Direktvermarkters in einer Steigerung des individuellen Verkaufserlöses gegenüber dem energieträgerspezifischen Marktwert, der durch das Einspeiseverhalten aller Anlagen und den jeweiligen Spotmarktpreisen bestimmt ist.

Da eine Terminvermarktung für FEE gegenwärtig praktisch nicht bedeutend ist, ist davon auszugehen, dass der Erlös grundsätzlich durch den Day-Ahead-Preis, welcher auch in der Berechnung des energieträgerspezifischen Marktwertes Anwendung findet, bestimmt ist.

In der Folge kann eine Optimierung nur erfolgen, indem einzelne Anlagen von der statistisch durchschnittlichen Einspeisung abweichen, um ein besseres Verkaufserlös-Marktwert-Verhältnis zu erreichen.

Dies führt - bei abnehmenden Erlösen aus der Managementprämie - zu einer Konzentration der Direktvermarktung auf Anlagen deren standortspezifisches Einspeiseprofil nicht mit der gesamtdeutschen Einspeisung korreliert. So formulieren Petroni/Preuß (2013): „Fallende Managementprämien erzwingen eine Portfoliooptimierung. [...] Dabei spielen standort- und technologiespezifische Erlöse eine zunehmend wichtige Rolle“. Dass dies zu einer gewünschten Standortdifferenzierung von Neuanlagen führt erscheint fraglich, da - von einzelnen Ausnahmen abgesehen-

⁶² §18 GWB 2013

⁶³ Quelle: Leistung je Unternehmen: E&M v. 1.3.2013, Leistung gesamt: eeg-kwk.net

nicht ersichtlich ist, wie man eine langfristige Abweichung von der mittleren, bundesweiten Einspeisung im Voraus hinreichend sicher bestimmen will.⁶⁴ Vielmehr ist zu erwarten, dass bei abnehmenden, zusätzlichen Erlösen Anlagen in die Einspeisevergütung zurückwechseln und nur noch die Anlagen direktvermarktet werden, deren Einspeiseprofil „gut“ ist.

Eine Optimierung erfolgt somit nicht primär aufgrund einer marktorientierten Steuerung, sondern unter Berücksichtigung des energieträgerspezifischen Marktwertes und - aufgrund der Dargebotsabhängigkeit - des Standortes. Hinsichtlich des Einspeiseprofiles der Anlagen in der Direktvermarktung nach gleitender Marktprämie ist ein Rosinenpicken zu erwarten: Diejenigen Anlagen, deren Erzeugung einen Erlös über den Marktwerten erwarten lässt, bleiben in der Direktvermarktung, die anderen kehren in die Einspeisevergütung zurück.

6.4 Gewinnoptimierung von Direktvermarktern unter Akzeptanz negativer Preise

Wie gezeigt, hängt der Gewinn eines Direktvermarkters nicht allein vom Verkaufserlös (VK) sondern von der Differenz zwischen Erlös und energieträgerspezifischen Marktwert sowie der tatsächlichen Einspeisung ab. Dabei gilt, dass der energieträgerspezifische Marktwert (MW) auf die Zahlung aus der Marktprämie eines Monat angerechnet wird.

In der Folge senken negative Preise bei einem hohen Angebot von FEE den entsprechenden, energieträgerspezifischen Marktwert (MW). Da das Interesse des Direktvermarkters in der Optimierung der Differenz von VK minus MW liegt, hat er kein grundsätzliches Interesse an einer Vermeidung von negativen Preisen. Er wird – sofern er über ausreichend Marktmacht verfügt - vielmehr nur die Mengen abregeln, die einen hohen (Rest-)Ertrag erwarten lassen, um von der durch den niedrigeren MW höheren Marktprämie zu profitieren. Er bekommt für die Anlagen, die abgeschaltet wurden, eine höhere Kompensation, da die Marktprämie Verluste ausgleicht, die für diese Anlagen nie entstanden sind. Verluste von Anlagen, die auch bei negativen Preisen einspeisen, werden tendenziell über die gleitende Marktprämie kompensiert.

Zur Verdeutlichung soll folgendes Beispiel dienen:

⁶⁴ S. Kapitel 5.

Der absolute Marktwert Wind sei in einem Monat bei negativen Preisen: 26 €/MWh⁶⁵, da (nahezu) alle Anlagen auch bei negativen Preisen eingespeist haben. Er sei 40 €/MWh wenn der Preis positiv ist, und -100 €/MWh wenn der Preis negativ ist. Dabei sollen 90% der deutschlandweiten Produktion zu positiven und 10% zu negativen Preisen erfolgen. Die Marktprämie beträgt, bei einer Einspeisevergütung von 88 €/MWh, somit $88 - 26 = 62$ €/MWh, der Erlös entspricht der Einspeisevergütung (zzgl. Managementprämie und Boni).

Verzichtet nun ein Einzelner auf die Einspeisung bei negativen Preisen, so bleiben die Preise davon unberührt, der Marktwert und die Marktprämie unverändert. Er erhält 40€/MWh aus dem Verkauf und 62€/MWh aus der Marktprämie. Der Anlagenbetreiber, der abgeschaltet hat, hat jedoch auch weniger Menge eingespeist, im Beispiel 10%. Bezogen auf seine (potentielle) Gesamtproduktion erhält er somit: $0,9 * (40\text{€/MWh} + 62\text{ €/MWh}) = 91,8\text{ €/MWh}$, also 4,3 % mehr, als wenn er nicht abgeschaltet hätte.

Verzichten nun mehrere Anlagen auf die Einspeisung bei negativen Preisen, so verändern sich auch die Preise und damit auch die Marktprämie. Unter der Annahme, dass 5% der Menge nicht eingespeist würde, sei der neue Preis -10 €/MWh.⁶⁶ Der absolute Marktwert Wind ist, analog zu obigen Annahmen, nun 35 €/MWh, die Marktprämie entsprechend 53 €/MWh (88-35). Die Anlagen, die auf eine Einspeisung verzichtet haben, erlösen somit $0,9*(40\text{ €/MWh} + 53\text{ €/MWh}) = 83,70\text{ €/MWh}$. Also 4,3 €/MWh (5%) weniger, als wenn sie nicht gedrosselt hätten. Es wäre profitabler gewesen, wenn keiner abgeschaltet hätte.⁶⁷

Dies kann jedoch nur für einzelne Anlagen funktionieren, da der Preis steigt, wenn mehr Anlagen abregeln. Mit steigendem Preis steigt jedoch auch der absolute Marktwert und die Marktprämie sinkt. Es entstehen Verluste aus der nicht eingespeisten Menge.

⁶⁵ $40\text{€/MWh} * 0,9 + (-100\text{ €/MWh}) * 0,1$

⁶⁶ Am 22.01.12 in der Stunde 7 lag der Preis bspw. bei -100,08 €/MWh. Bei einer Reduktion des Angebotes um 5% der prognostizierten, also vermarkteten Menge und gleichbleibender Nachfragekurve, hätte sich ein Preis von -10 €/MWh ergeben.

⁶⁷ Einzig Liquiditätsanforderungen könnten dem gegenüber stehen, da Börsenzahlungen sofort, Abweichungen zwischen Abschlagszahlung und tatsächlichem Marktprämienanspruch mit Verzögerung fällig werden. Jedoch sind mit zunehmender Marktkonzentration auch Liquiditätsprobleme eher vernachlässigbar.

Marktmacht ist dabei lediglich abhängig von (energieträgerspezifischen) Anlagen, die in der Direktvermarktung sind, da das Verhalten von EEG-vergüteten Anlagen im Rahmen der AusglMechV bzw. AusglMechAV gesetzlich vorgeschrieben und damit berechenbar ist.

Dass Direktvermarkter kein absolutes Interesse an einer Vermeidung negativer Preise haben, wird bspw. auch durch die Pressemitteilung von (statkraft 2013) nahegelegt, nach der Statkraft trotz Preisen von - 200 €/MWh im Dezember 2012 weniger als die Hälfte ihrer fernsteuerbaren Anlagen abgeschaltet haben.

Eine deutliche Reduktion von negativen Preisen ist somit durch die Marktprämie nicht zu erwarten.

Im Übrigen ist zu erwähnen, dass obige Überlegungen zur Optimierung der individuellen Marktprämie nicht nur bei negativen Preisen Anwendung finden können, sondern auch in Kombination mit der nachfolgend in 6.5 genannten Strategie einen vielversprechenden Ansatz liefert, den Gewinn zu maximieren.

6.5 Gewinnoptimierung unter dem Referenzertragsmodell

Die Vergütung von Wind onshore ist derzeit zweigeteilt in eine Anfangsvergütung in Höhe von 8,8 ct/kWh und eine Grundvergütung in Höhe von 4,8 ct/kWh. Der Zeitraum, in dem die wesentlich höhere Anfangsvergütung gezahlt wird, ist abhängig vom jeweiligen Ertrag der Anlage in den ersten fünf Jahren im Vergleich zum sogenannten Referenzertrag: Sie verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozentpunkte, die der Ertrag vom 150%igen Referenzertrag abweicht (§29 Abs. 2 EEG).

Somit lassen sich hinsichtlich der Gewinnoptimierung Überlegungen anstellen, ob nicht durch eine Kapazitätzurückhaltung in den ersten fünf Jahren die Gesamterträge der Anlage erhöht.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft eine Rechnung, wie sich die Vergütung beeinflussen lässt, wenn man eine Anlage, die eigentlich an einem Standort mit 130% des Referenzertrages steht, auf 90% in den ersten fünf Jahren drosselt. Dazu sind die jeweiligen, abgezinsten und normierten Vergütungen als Barwert zum Zinssatz von 6% dargestellt: Einmal wenn die Anlage „normal“ betrieben wird (rot) sowie die Auswirkung einer (anfänglichen) Drosselung (blau).

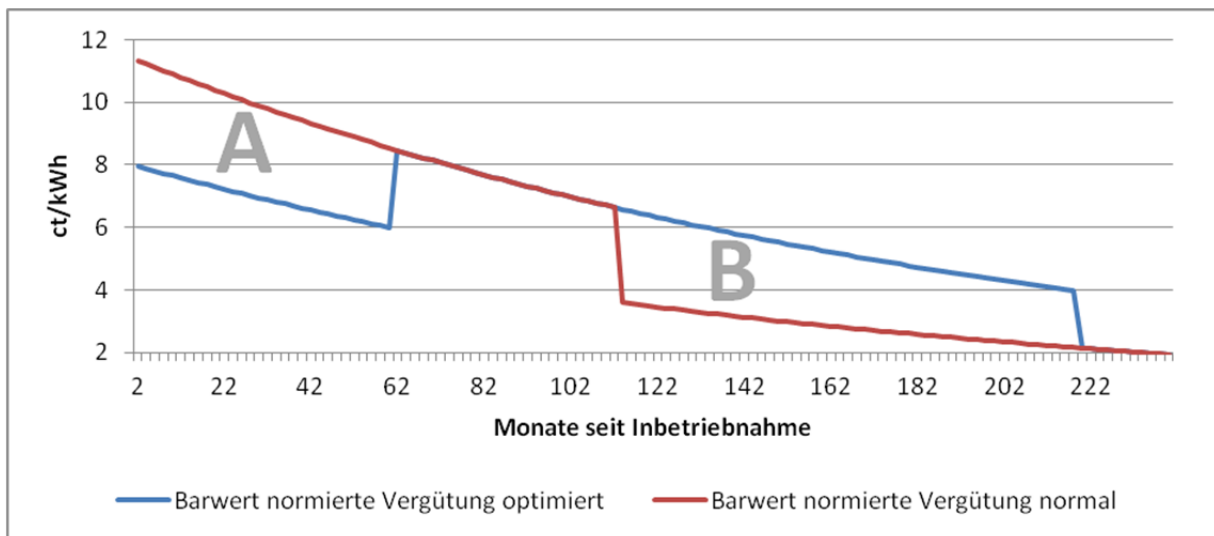


Abbildung 3: Ertragsoptimierung durch Kapazitätszurückhaltung

Die Normierung erfolgte auf 100% um eine Vergleichbarkeit, losgelöst von der Dargebotsabhängigkeit zu erreichen. Aus diesem Grund ist die Vergütung am Anfang für den 130%-Standort ohne Kapazitätszurückhaltung (rot) über der Anfangsvergütung, die der Optimierung (blau) darunter.

Ein Betreiber erwirtschaftet dann in der Laufzeit von 20 Jahren eine höhere Rendite, wenn die Fläche B, also der zukünftige Mehrertrag, größer ist, als die Fläche A. Im Beispiel ist diese über die Laufzeit von 20 Jahren 5,5% höher, als wenn direkt die dem Standort entsprechenden 130% eingespeist oder vermarktet würden⁶⁸.

Die im vorigen Abschnitt angestellten Überlegungen zur Reaktion auf negative Preise lassen sich nun mit der Optimierungsstrategie unter dem Referenzertragsmodell kombinieren. Dazu wird eine optimale zu drosselnde Menge bestimmt, um den Zeitraum der Anfangsvergütung zu optimieren und anhand der Preissignale sowie des nationalen Einspeisemusters werden die „Abschaltzeitpunkte“, so bestimmt, dass der Ertrag aus der gleitenden Marktprämie optimiert wird. Eine erlösoptimale Steuerung der Anlage erfolgt somit anhand der Funktionsweise der Mechanismen der Vergütungsstruktur, bei denen Marktpreissignale lediglich von sekundärer Bedeutung sind.

⁶⁸ Berücksichtigt man den Systemdienstleistungsbonus, der die Anfangsvergütung für Anlagen vor dem 1.1.2015 um 0,47 ct/kWh erhöht, so verringert sich der relative Mehrertrag aufgrund der Abzinsung auf 5%, die absolute Vergütung steigt.

6.6 Fernsteuerbonus im Rahmen der gleitenden Marktprämie

Mit der Managementprämienverordnung (MaPrV) wurde 2013 implizit ein „Fernsteuerbonus“ eingeführt. Er wird für Anlagen gezahlt, die dem (beauftragten) Direktvermarkter die Möglichkeit einräumen, die Einspeiseleistung per Fernsteuerung zu reduzieren.

Der Fernsteuerbonus ist gekoppelt an die tatsächlich eingespeiste Menge, die Amortisation anhand des Bonus erfolgt somit umso schneller, je weniger sie genutzt wird.

Wie die Fernsteuerung tatsächlich zum Einsatz kommt, bzw. kommen wird, erscheint nach obigen Überlegungen zumindest fraglich. Auch das mit der Fernsteuerung verknüpfte Recht des Direktvermarkters, „die *Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich ist*“ (§3 Abs.1 Nr. 2b MaPrV) ist schwierig zu bewerten.

So ist beispielsweise denkbar, dass in Verbindung mit der dargestellten Optimierung unter dem Referenzertragsmodell, grundsätzlich eine niedrigere Strommenge als prognostiziert vermarktet wird und eine „bedarfsgerechte“ Drosselung auf die kontrahierte Leistung erfolgt.

6.7 FEE und Regelenergie

Die Knüpfung der Marktprämie oder allgemein jeglicher Zahlungen an die tatsächliche Arbeit hat für die Bereitstellung von Regelenergie durch FEE systematische Nachteile, die in unterschiedlichen Opportunitätskosten von FEE gegenüber konventionellen Betreibern begründet sind.

Im Falle negativer Regelleistung bleiben beim Abruf (durch Leistungs-drosselung) die Lieferverpflichtungen aus einem Verkauf des Anbieters unberührt. Für konventionelle Anlagen ergibt sich damit grundsätzlich ein Ersparnis in Höhe ihrer Grenzkosten, die durch die Lieferung aufzubringen gewesen wären. FEE mit Grenzkosten von (nahezu) null müssen dagegen auf die Zahlung aus der Marktprämie verzichten. Ein Abruf muss somit durch eine höhere Zahlung kompensiert werden.

Im Falle positiver Regelleistung verzichtet der Anbieter auf eine Veräußerung, um bei Bedarf Leistung bereitzustellen. Opportunität ist im Falle der Bereitstellung der entgangene Gewinn über die gesamte vorgehaltene Arbeit. Dieser definiert sich bei konventionellen Energieträgern über Verkaufserlös abzüglich Grenzkosten, bei FEE ist er im Wesentlichen bestimmt durch Verkaufserlös + Marktprämie.

FEE sind somit - unabhängig von technischen Voraussetzungen – im Fall der gleitenden Marktprämie systematisch bei der Teilnahme am Regelleistungsmarkt benachteiligt⁶⁹.

6.8 Fazit

Wie schon (Gawel u. Purkus 2012) gezeigt haben, ist die Vermarktung unter der Marktprämie eher getrieben von Mitnahmeeffekten und einem Trade-Off zwischen Effizienz und Effektivität: Die Bereitschaft zur Teilnahme hängt umgekehrt proportional ab von den tatsächlichen, individuell zu tragenden Marktrisiken. Auch legen die Ausführungen zur Gewinnoptimierung unter der Marktprämie nahe, dass eine Systemintegration von EE über die Marktprämie nicht zu erreichen ist, da nicht die kurzfristigen Preissignale ausschlaggebend sind, sondern immer das Verhältnis von individuellem Erlös und energieträgerspezifischen Marktwerten sowie kostenseitige Skaleneffekte.

Vielmehr sind Marktkonzentration bei Direktvermarktern, eine Ausnutzung anlagen-spezifischer Charakteristika („Rosinenpicken“) und der Marktwertberechnung und der Managementprämienregelungen zu erwarten. Eine Anlagensteuerung entsprechend der Preissignale der Strommärkte ist im Rahmen der gleitenden Marktprämie nicht anzunehmen.

Dass die gleitende Marktprämie, die mit ihr verfolgten Ziele erreicht, erscheint somit als sehr fraglich.

⁶⁹ Anders sieht dies aus, wenn beispielsweise eine Kapazitätsprämie gezahlt wird, bei der diese Opportunitäten mangels einer Arbeitsvergütung nicht bestehen.

7 Zusammenfassung

Eine zeitnahe Marktintegration von FEE in die bestehenden Strommärkte soll nach einer häufig anzutreffenden Ansicht parallel zu einer Systemintegration der FEE beitragen und ihren Ausbau effizient voranbringen. Inwieweit dies zu erwarten ist, wurde untersucht.

Zunächst ist grundsätzlich fraglich, ob eine Marktintegration – selbst abgesehen von bestehenden Marktverzerrungen - zu einem „leveled playing field“ zwischen konventioneller Erzeugung und FEE führt, da FEE durch eine dargebotsabhängige Erzeugung charakterisiert sind.

Aufgrund dieser zentralen Eigenschaft haben FEE einen Nachteil, den Terminmarkt zur Absicherung zu nutzen: Sie können kaum von Differenzen zwischen Terminmarkt und Spotmarkt profitieren, da diese systematisch durch die technologiespezifisch tendenziell zu ähnlichen Zeiten anfallende FEE-Erzeugung ausgelöst werden. D.h., falls die Differenz positiv ist, wird ein FEE-Anbieter tendenziell auch eine große Menge erzeugen und wird die Terminmarktposition durch eigene Erzeugung glattstellen müssen. Ist diese Differenz negativ, erzeugt er tendenziell wenig und muss die Terminposition durch eine teuren Zukauf auf dem Spotmarkt glattstellen. In der Folge werden FEE-Anlagenbetreiber einen Terminpreis fordern müssen, der über demjenigen liegt, den Betreiber regelbarer konventioneller Kraftwerke mindestens verlangen. Insofern bietet der Terminmarkt für FEE-Anlagenbetreiber geringere Gewinnmöglichkeiten als Betreibern von konventionellen Kraftwerken. Daneben können auch inflexible konventionelle Kraftwerke den Terminmarkt nutzen, um eine eigene wirtschaftliche Produktion abzusichern, was den Druck auf eine Beseitigung von Inflexibilitäten reduziert. Der Druck, Inflexibilitäten zu beseitigen und dadurch die Systemintegration voranzubringen, kann gerade durch die Aufrechterhaltung eines Einspeisevorrangs für FEE maximal unterstützt werden.

Auch die Vorteile, die von einer Orientierung des Betriebs von FEE-Anlagen an Spotmarktpreisen erwartet werden, stellen sich vermutlich nicht ein. Es ist fraglich, ob ein marktpreisgesteuerter Betrieb von FEE-Anlagen zu

- einer Verbesserung der Prognosegüte von FEE-Einspeisungen im Vergleich zu einer zentralen Prognose führt, da bei letzterer ein Portfolioeffekt zu erwarten ist
- einem zusätzlichen Anreiz zur Erschließung von Flexibilitätsoptionen führt. Gerade ein Vorrang für FEE-Anlagen führt zu einem besonders starken Anreiz zur Flexibilisierung.
- einer Nutzung anderweitiger Vermarktungsmöglichkeiten – außer auf den Spotmärkten - durch FEE-Anlagenbetreiber führt, da diese Nutzungen aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung gegenwärtig als nicht erfolversprechend erscheinen.

Auch für FEE-Investitionsentscheidungen sind gegenwärtig kaum Vorteile einer börsenpreisabhängigen Vergütung zu erkennen. Theoretisch kann eine an Börsenpreisen orientierte Standortwahl oder Technikwahl zwar nicht ausgeschlossen werden, was definitionsgemäß eine bedarfsgerechtere Einspeisung bewirken würde. Nach gegenwärtiger Einschätzung sind mögliche Effekte allerdings sehr klein, und sie können aufgrund der hohen Informationserfordernissen und der damit verbundenen Kosten allenfalls von großen Windparks und großen PV-Anlagen genutzt werden. Dabei ist fraglich, ob den Informationserfordernissen genügt werden kann. Z.B. müssten Entscheidungen zukünftiger Investoren in FEE-Anlagen berücksichtigt werden, um wirtschaftlich vorteilhafte Standorte identifizieren zu können.

Durch eine Abhängigkeit der zukünftigen Erlöse von den sich dann einstellenden Börsenpreisen entstehen hingegen für FEE-Anlagenbetreiber zusätzliche Risiken. Diese zusätzlichen Risiken tragen im Durchschnitt diejenigen, die den Refinanzierungsmechanismus bezahlen, da das Instrument, um das Ausbauziel zu erreichen, entsprechend höhere Zahlungen an Anlagenbetreiber vorsehen muss. Damit sind auch deutlich höhere Zahlungen als bei einer Einspeisevergütung zu erwarten. Dabei ist fraglich, ob die Vorteile eines marktpreisgesteuerten Betriebs die höheren Zahlungen ausgleichen können.

Insgesamt stehen unsicheren und vermutlich geringen Vorteilen, die durch eine Berücksichtigung börsenpreisabhängiger Erlöse in FEE-Investitionsplanungen entstehen könnten, erhebliche und wahrscheinliche Nachteile gegenüber. Deshalb sind zur Steuerung von FEE-Investitionsentscheidungen derartige Refinanzierungsmechanismen nicht zu empfehlen.

Die Analyse zeigt insgesamt, dass von einer Marktintegration von FEE nicht zwingend eine Systemintegration zu erwarten ist, da die dargebotsabhängige Erzeugung FEE an den Terminmärkten benachteiligt, nur geringe Reaktionen im Betrieb möglich sind und börsenpreisabhängige Investitionsentscheidungen für FEE-Anlagen wahrscheinlich wenig zu einer bedarfsgerechten Einspeisung beitragen.

Im Besonderen gilt dies auch für die gegenwärtig dominierende Direktvermarktungsart einer gleitenden Marktprämie, die zusätzlich ihre eigenen Schwächen aufweist. Genannt seien vor allem:

- Aufgrund der Kostenstruktur ist eine Marktkonzentration bei Direktvermarktern zu erwarten und auch schon zu beobachten,
- Durch die Berechnung des Marktwertes ist im Bereich der FEE längerfristig eine Rosinenpicken zu erwarten. Die Regelung ist deshalb ungeeignet, um längerfristig große Mengen von FEE in eine Vermarktung zu bringen.
- Direktvermarkter können den Marktwert beeinflussen. Sie wirken dann bewusst auf niedrigere Spotmarktpreise in ausgewählten Stunden mit sehr niedrigen Preisen hin,

um dadurch den Marktwert zu senken und damit die Vergütung für ihre Einspeisung in anderen Stunden des Monats zu erhöhen.

8 Literaturverzeichnis

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

Amelin, M. (2009): Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Windpower, in: IEEE Transactions on Power Systems, Band 24, Heft 2, S. 685-691.

Asseln (2011): Wind-Direktvermarktung mit zehnjähriger Preisgarantie, unter: <http://www.clens.eu/blog/19-04-2011-wind-direktvermarktung-mit-zehnjahriger-preisgarantie/>

AusglmechAV (2013): „Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“, zuletzt geändert am 19.2.2013

BNetzA (2013): „Begründung zur Zweiten Verordnung zur Änderung der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung“, Februar 2013, abrufbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de> abgerufen am 22.07.2013

BT-Drs. 17/6071: – „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“, Juni 2011

BT-Drs. 17/10571: – „Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV)“, August 2012

Bundesnetzagentur (2013): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/13, Bonn.

De Jonghe, C. et al. (2011): Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration, in: Applied Energy, Band 88, Heft 6, S. 2231-2238.

eeg-kwk.net (2013): „Informationen zur Direktvermarktung 2011/2013“, Juli 2013, abrufbar unter www.eeg-kwk.net, abgerufen am 18.07.2013

EEX (2013): Pressemitteilung vom 11. Juni 2013, unter: http://cdn.eex.com/document/136067/20130611_EEX_Boersenrat_Juni.pdf

E&M (2013): Energie und Management vom 1.3.2013.

Fehr, N.-H. v. d./D. Harbord (1998): Competition in the electricity spot markets – economic theory and international experience.

Gawel/Purkus (2012): „Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?“, UFZ Diskussionspapiere, August 2012

Götz et al. (2013): „Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Neuanlagen“, energy brainpool, Juli 2013

GWB (2013): Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, Stand 04.07.2013

IWES (2013): Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin.

Klobasa et al. (2013): „Nutzenwirkung der Marktprämie“, Working Paper Sustainability and Innovation No S 1/2013, Fraunhofer ISI 201

Kopp, O. et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für Erneuerbare Energien, Mannheim.

Liebau, B. (2012): Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten. Dissertation Westfälische Wilhelms-Universität Münster.

Ockenfels, A. et al. (2008): Strommarktdesign. Preisbildungsmechanismus im Auktionsmechanismus für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der EEX AG zu Vorlage an die sächsische Börsenaufsicht.

Pietroni, A./D. Preuß (2013): Optimierungen des Portfolios sind unerlässlich, in Energie und Management 15.07.2013, S.12.

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2012): Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland, Jahresgutachten 2012/2013, Wiesbaden.

Schnorrenberg, B. (2006): Zur Preisbildung von Forwardkontrakten im Strommarkt, Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden.

Sensfuß/Ragwitz (2011): „Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung“, Februar 2011

Simmonds, G. (2002): Regulation of the UK electricity industry. CRI Industry Brief.

statkraft (2013): „Statkraft entlastet Stromkunden um 11 Millionen Euro“ Pressemitteilung vom 14.01.2013, online abzurufen unter: <http://www.statkraft.de/presse/pressemitteilungen/statkraft-entlastet-stromkunden-um-11-millionen-euro.aspx>

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

Wirtschaftsrat (2013): Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien, zu finden unter:

[http://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/3A3F5723CEEC4A30C1257B04006B8B06/\\$file/WR_Marktintegrationsmodell_2013.pdf](http://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/3A3F5723CEEC4A30C1257B04006B8B06/$file/WR_Marktintegrationsmodell_2013.pdf)