

Anreize für die langfristige Integration von erneuerbaren Energien: Plädoyer für ein Marktwertmodell

Von Karsten Neuhoff, Nils May und Jörn Richstein

Durch die steigenden Anteile erneuerbarer Energien an der Stromproduktion wird die kostengünstige Systemintegration der Anlagen immer wichtiger. Als systemfreundlich werden dabei Technologien und Standorte bezeichnet, die günstiger und einfacher zu integrieren sind, weil sie, im Gegensatz zu anderen Anlagen, zu Zeiten produzieren, in denen der Strom besonders wertvoll ist. Dieser Bericht zeigt, dass ProjektentwicklerInnen im Bereich erneuerbare Energien in Deutschland bisher nur schwache Anreize haben, in systemfreundliche Anlagen zu investieren. Basierend auf fünf Kriterien für die Weiterentwicklung von Förderinstrumenten wird ein Marktwertmodell abgeleitet, welches ausreichende Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagen schafft und zugleich zusätzliche Finanzierungsrisiken für ProjektentwicklerInnen vermeidet. Durch ein solches Modell, basierend auf einem Marktwertfaktor, können die Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien und somit auch für Umlagen im Stromsystem und für die Energiewende insgesamt, langfristig niedrig gehalten werden.

Deutschland will den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von aktuell knapp einem Drittel – 19 Prozent Windkraft und Solarenergie sowie zwölf Prozent andere erneuerbare Energien¹ – auf 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035, und bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigern.² Da der Zuwachs hauptsächlich von Windkraft- und Solaranlagen kommen wird, wird es zunehmend wichtig, dass sich diese Anlagen gut in den Strommarkt integrieren. Das gelingt umso besser, je systemfreundlicher sie sind. Systemfreundlich sind Anlagen, die dann vermehrt Strom erzeugen, wenn er besonders wertvoll ist. Dies kann beispielsweise durch Anlagen erreicht werden, deren Stromerzeugung gleichmäßiger ist als die anderer Anlagen – obwohl sie vielleicht insgesamt weniger produzieren. Windkraftanlagen können zum Beispiel so ausgelegt werden, dass ein größerer Teil der Produktion zu windschwächeren Zeiten erfolgt.

Hier ergeben sich zwei Herausforderungen. Erstens bildet der Strommarkt noch nicht alle Vorteile von systemfreundlichen Anlagen ab, zum Beispiel wegen zu geringer CO₂-Preise. Zweitens werden heute gebaute Anlagen rund 30 Jahre betrieben.³ ProjektentwicklerInnen⁴

1 AG Energiebilanzen (2017): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990–2016 (online verfügbar, abgerufen am 5. Oktober 2017. Dies gilt sofern nicht anders vermerkt auch für alle andere Online-Quellen in diesem Bericht).

2 Deutscher Bundestag (2016): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz-EEG 2016) (online verfügbar) sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050 (online verfügbar).

3 Analysen der frühen Wind- und Solaranlagen zeigen, dass in vielen Fällen Betriebszeiten weit über die ursprünglich geplanten 20 Jahren möglich sind (Juan Lopez-Garcia, Alberto Pozza, Tony Sample (2015): Analysis of crystalline silicon PV modules after 30 years of outdoor exposure. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference; Ann-Kathrin Wallasch, Silke Lüers, Knud Rehfeldt (2016): Weiterbetrieb von Windanlagen nach 2020, Studie der Deutsche WindGuard GmbH). Erste Photovoltaik-Hersteller vergeben bereits Produktgarantien für 30 Jahre und Windturbinenhersteller legen Anlagen für 30 Jahre Betriebszeit aus. Bei Anlagen, die in den nächsten Jahren gebaut werden, werden deswegen Betriebszeiten für Windturbinen von bis zu 30 Jahre und von Solaranlagen von über 30 Jahren erwartet.

4 Dieser Bericht nutzt den Begriff ProjektentwicklerInnen auch stellvertretend für BetreiberInnen.

berücksichtigen solche langfristigen Perspektiven jedoch wegen hoher Diskontierungsraten, die auf ungewisse Erlöse angewendet werden, nicht angemessen.

Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien können auch für Anreize für Investitionen in systemfreundliche Anlagen genutzt werden. Durch eine Weiterentwicklung des gegenwärtigen Förderregimes hin zu einem *Marktwertmodell* kann auch die längerfristige Systemfreundlichkeit von Anlagen bei Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden.

Dabei wird hier nicht diskutiert, ob das Gesamtniveau der Vergütung sich aus einer Ausschreibung ergibt oder regulatorisch vorgegeben wird.⁵ In beiden Fällen ist es möglich, mit einem Marktwertmodell ProjektentwicklerInnen Anreize für systemfreundliche Anlagen zu geben. Bei Ausschreibungen werden dazu zum Beispiel die Gebote entsprechend des erwarteten Marktwerts der Anlagen mit einem *Marktwertfaktor* angepasst.⁶

Langfristige Perspektive wichtig für Transformation des Stromsystems

Öffentliche Investitionen, zum Beispiel in Bildung oder die Verkehrsinfrastruktur, werden mit niedrigen Diskontierungsraten⁷ bewertet. Beispielsweise werden bei der volkswirtschaftlichen Bewertung von Verkehrsinfrastrukturinvestitionen die erwarteten zukünftigen Nutzen mit einer auf 1,7 Prozent festgesetzten sozialen Diskontierungsrate verzinst.⁸ Bei erneuerbaren Energien wird ein Großteil der Vorteile systemfreundlicher Anlagen, die jetzt gebaut werden, erst bei größerem Anteil von erneuerbaren Energien im Gesamtsystem eintreten. Mit einer geringen Diskontierungsrate von 1,7 Prozent würden diese Vorteile in den Betriebsjahren elf bis 30 einer Anlage mit 61 Prozent Gewichtung die Gesamtbewertung dominieren.

ProjektentwicklerInnen sind aber Unsicherheiten über die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien und damit für den privatwirtschaftlichen Vorteil systemfreundlicher Anlagen ausgesetzt. Es ist unsicher, ob die

Vorteile systemfreundlicher Anlagen im Marktdesign abgebildet werden und in der Zukunft zu Mehrerlösen führen – und das, obwohl solche Anlagen mit höheren Investitionskosten pro Megawattstunde als herkömmliche Anlagen verbunden sind. Deswegen ist davon auszugehen, dass GeldgeberInnen bei der Bewertung von Investitionsprojekten deutlich höhere Renditeerwartungen, in der Größenordnung von zehn Prozent, unterstellen.⁹ Bei einer solchen Diskontierungsrate würden die Erlöse in den Jahren elf bis 30 nur mit 35 Prozent in die Investitionsentscheidung für systemfreundliche Anlagen einfließen. Aus öffentlicher Perspektive wäre es wünschenswert, dass die langfristigen Vorteile systemfreundlicher Anlagen angemessen gewichtet werden. Eine Weiterentwicklung der Förderinstrumente für erneuerbare Energien kann dazu genutzt werden.

Förderung nutzen, damit Investoren langfristigen Marktwert berücksichtigen

Sinkende Technologiekosten bei erneuerbaren Energien bedeuten, dass Förderinstrumente immer weniger den Ausgleich eventueller Mehrkosten als Aufgabe haben.¹⁰ Dafür steigt ihre Bedeutung bei der Vermeidung von regulatorischen Risiken und Absicherung von Marktrisiken. So können Finanzierungskosten gering gehalten und andernfalls zu erwartende Kostensteigerungen vermieden werden.¹¹ Weiterhin können mit Fördermechanismen negative Umweltexternalitäten, zum Beispiel Emissionen, die durch Strom aus erneuerbaren Quellen vermieden werden, internalisiert werden. Solange die negativen Klimaauswirkungen von Strom aus Kohle- und Gaskraftwerken im europäischen Emissionshandel nur unzureichend abgebildet werden, spielt dieser Aspekt eine Rolle.¹² Deswegen kann davon ausgegangen werden, dass Förderinstrumente auch weiterhin zum Einsatz kommen.

Aktuell werden neue Windkraft- und Solaranlagen ab 750 Kilowatt mit einer gleitenden Marktprämie gefördert. Die Prämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem gewichteten Durchschnitt der stündlichen Strom-

⁵ Das Marktwertmodell ist sowohl für Windparks und größere Solaranlagen, deren Realisierung seit dem Jahr 2017 beziehungsweise 2015 Ausschreibungen unterliegt, als auch für kleine Anlagen mit einer festen Einspeisevergütung anwendbar.

⁶ Die Autoren danken Thorsten Beckers, Robert Brandt, Robert Brückmann, Albert Hoffrichter, Ralf Ott und Bernhard Strohmayer für hilfreiche Kommentare und Diskussionen und finanzielle Unterstützung durch eine Zuwendung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter 03MAP316 (SEEE).

⁷ Diskontierungsraten geben an, wie stark man heutige Erlöse zukünftigen Erlösen vorzieht. Niedrigere Raten geben der Zukunft ein stärkeres Gewicht.

⁸ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2016): Bundesverkehrswegeplan 2030, Entwurf März 2016 (online verfügbar).

⁹ Die Förderinstrumente sichern derzeit viele regulatorischen Unsicherheiten ab und erlauben damit die umfassende Nutzung von Fremdkapital (Darlehen, Bonds). Das führt zu geringen Finanzierungskosten von nicht systemfreundlichen Anlagen. Da die zusätzlichen Erlöse von systemfreundlichen Anlagen unsicher sind, müssen die zusätzlichen Investitionskosten mit Eigenkapital hinterlegt werden und entsprechend hohe Renditeerwartungen erfüllen.

¹⁰ Solche Mehrkosten bestanden historisch vor allem aufgrund von Technologiekosten der erneuerbaren Energien einerseits und der unzureichenden Bepreisung klimaschädlicher Emissionen von konventionellen Kraftwerken andererseits.

¹¹ Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoff (2017): Erneuerbare Energien: Risikoabsicherung wird zu zentraler Aufgabe der Förderinstrumente. DIW Wochenbericht Nr. 39 (online verfügbar).

¹² Für Details, siehe beispielsweise Paul Lehmann und Erik Gawel (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme? Energy Policy 52, 597-607.

preise des jeweiligen Monats und einem in Auktionen wettbewerblich ermittelten Referenzpreis.¹³ So werden Unsicherheiten über die längerfristige Entwicklung des Strompreisniveaus abgesichert und Finanzierungskosten reduziert.

Kriterien für die Weiterentwicklung der Förderinstrumente

Die Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie muss einer Reihe von Aspekten gerecht werden.

So muss sie den *Marktwert des Stroms abbilden* auch unter Einbeziehung von Systemaspekten, die eventuell noch nicht im Strompreis abgebildet sind, wie zum Beispiel nicht ausreichend bepreiste CO₂-Externalitäten oder Redispatch-Kosten.¹⁴

Ferner muss der Förderrahmen die *zukünftige Entwicklung des Marktwerts berücksichtigen*; *positive Externalitäten abbilden*, zum Beispiel Innovation oder Lerneffekte in den Wertschöpfungsketten; *Finanzierungskosten gering halten*, beispielweise durch die Reduktion regulatorischer Risiken oder Möglichkeiten zur Absicherung von Marktrisiken, die wegen institutioneller Rahmenbedingungen nicht bilateral langfristig abgesichert werden.

Und schließlich müssen Förderinstrumente *Mitnahmeeffekte vermeiden*.

Diese Kriterien müssen hinsichtlich der vier Komponenten, die eine systemfreundliche Anlage ausmachen – die Ausgestaltung, die Standortwahl, die Technologiewahl und der Betrieb – erfüllt werden.

Anreize für eine systemfreundliche Ausgestaltung der Anlagen

Marktfreundlich ausgelegte Anlagen sind leichter in das Energiesystem zu integrieren. Ein Beispiel sind Windkraftanlagen, die einen größeren Anteil ihrer Produktion in windarmen Stunden haben als herkömmliche Anlagen. Drei technische Parameter entscheiden, wie systemfreundlich produziert wird: Die Rotorblattlänge, die Nabenhöhe und die Nennleistung des Generators. Mit längeren Rotorblättern ist die Anlage mehr Windenergie ausgesetzt und kann somit zu mehr Stunden Strom produzieren. Bei höheren Nabenhöhen liegen die Windgeschwindigkeiten höher, was denselben Effekt hat. Und mit einer niedrigeren Nennleistung des Generators steigen die Volllaststunden, und sinken außerdem die Kos-

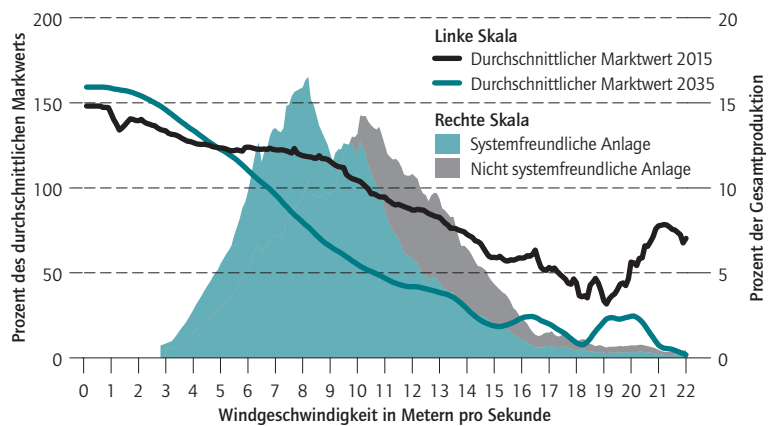
¹³ Vgl. Deutscher Bundestag (2016): a. a. O.

¹⁴ Redispatch-Kosten fallen an, wenn Netzengpässe dazu führen, dass Netzbetreiber bestimmte Kraftwerke abschalten lassen müssen, dafür aber andere Kraftwerke kostenpflichtig einspringen müssen.

Abbildung 1

Anteil der Produktion zweier beispielhafter Windkraftanlagen nach Windgeschwindigkeiten und durchschnittlicher Marktwert 2030 in zwei Intervallen

In Prozent des durchschnittlichen Marktwerts, Prozent der Gesamtproduktion



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Nils May (2017): *The impact of wind power support schemes on technology choices*. *Energy Economics* 65, S. 343-354.

© DIW Berlin 2017

Systemfreundliche Windkraftanlagen produzieren eher in windschwachen Zeiten, in denen der Stromwert insbesondere langfristig höher liegt als in windreichen Zeiten.

ten, welches zur Erhöhung der anderen beiden Schrauben genutzt werden kann (Abbildung 1).¹⁵

Ein weiteres Beispiel für eine systemfreundliche Auslegung sind Solaranlagen, die nach Osten oder Westen aufgestellt sind, und somit auch noch früher am Morgen und später am Nachmittag Strom produzieren, wenn er tendenziell eher benötigt wird. Allerdings produzieren diese Photovoltaikanlagen insgesamt weniger Strom als nach Süden ausgerichtete (Abbildung 2).¹⁶ Ein vergleichbarer Effekt tritt bei bifacialen Solaranlagen,¹⁷ sowie bei größeren Modulflächen im Verhältnis zur Wechselrichterleistung auf.

Gegenwärtiges Förderregime erfüllt Kriterien für systemfreundliche Anlagen nicht

Marktwert des Stroms berücksichtigen: Bei der gleitenden Marktprämie hängt die Anreizwirkung insbesondere von

¹⁵ Fraunhofer IWES (2013): *Entwicklung der Windenergie in Deutschland*. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende (online verfügbar).

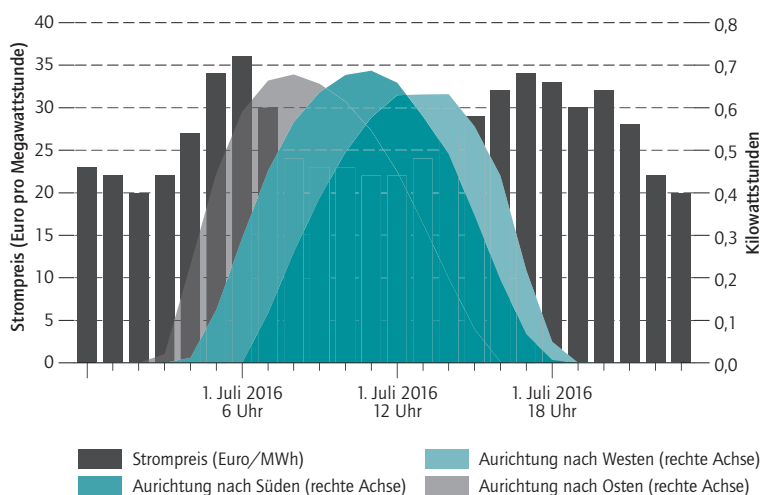
¹⁶ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2014): *Effekte regional verteilter sowie Ost-/Westausgerichteter Solarstromanlagen* (online verfügbar).

¹⁷ Bifaciale Anlagen können Strahlung von beiden Seiten in Elektrizität umwandeln, und so sowohl Ost- und Westeinstrahlung umwandeln. Siehe auch Photon, Ausgabe 06/2017.

Abbildung 2

Beispielhafter Anteil der Produktion einer PV-Anlage am 1. Juli 2016 und normalisierte Strompreise

Strompreis in Euro pro Megawattstunde (linke Achse),
Kilowattstunden (rechte Achse)



Eigene Berechnung basierend auf Daten von 2016 von renewables.nina (online verfügbar) und Open Power System Data, 2017, Data Package Time Series, Version 2017-07-09 (online verfügbar).

© DIW Berlin 2017

Nach Osten und Westen ausgerichtete Solaranlagen können früher morgens oder später am Abend systemfreundlicher produzieren.

der Referenzperiode ab, das heißt, ob die Ermittlung des Basiswerts der Prämie stündlich, monatlich oder jährlich erfolgt. Die Prämie berechnet sich basierend auf dem durchschnittlichen Wert der Produktion aller anderen Anlagen innerhalb dieser Perioden. Mit einer jährlichen Festlegung der Prämie, wie in den Niederlanden,¹⁸ werden alle Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen erhalten, die sich aus dem Profil des Strompreises innerhalb eines Jahres ergeben. Wenn eine Anlage aber von diesem jährlichen durchschnittlichen Produktionsprofil abweicht und eher zu Zeiten höherer Marktpreise läuft, so profitieren ProjektentwicklerInnen durch die entsprechend höheren Erlöse. Mit einer monatlichen Festlegung der Prämie, wie in Deutschland, gehen Anreize für eine Ausgestaltung der Anlage zur Maximierung der Produktion in Monaten mit höherem Strompreis verloren. Anreize verbleiben für die systemfreundliche Ausgestaltung von Anlagen entsprechend des Strompreisprofils innerhalb eines Monats. Bei einer stündlichen Festlegung der Prämie, wie im Vereinigten

¹⁸ Dutch Ministry of Economic Affairs (2015): Besluit stimulerend duurzame energieproductie (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

Königreich,¹⁹ verbleiben keine Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen. In allen Fällen können Anreize für systemfreundliche Anlagen nur dann entstehen, wenn diese Vorteile auch im Strommarktdesign abgebildet sind – zum Beispiel als regional differenzierte Strompreise.

Damit die zukünftige Entwicklung des Marktwerts zu systemfreundlichen Entscheidungen beitragen kann, müssen zunächst die zuvor aufgeführten Kriterien an das Design der Prämie und des Strommarktes erfüllt sein. Allerdings wäre selbst bei einem effizienten Strompreissignal davon auszugehen, dass ProjektentwicklerInnen wegen der starken Abzinsung unsicherer zukünftiger Erlöse diese Entwicklungen nur schwach in ihre Investitionen einfließen lassen.

Finanzierungskosten gering zu halten gelingt durch die gegenseitige Absicherung der Strompreissrisiken für Anlagen und EndkundInnen am besten mit einer stündlich festgelegten Marktprämie wie im Vereinigten Königreich. Bei einer Verlängerung der Referenzperioden auf einen Monat oder gar ein Jahr entstehen Risiken für ProjektentwicklerInnen; EndkundInnen werden zu einem geringeren Maße abgesichert und die Finanzierungskosten steigen.²⁰

Marktwertmodell gibt Anreize für systemfreundliche Ausgestaltung

Das Marktwertmodell baut auf den Vorteilen einer gleitenden Marktprämie auf – und minimiert Finanzierungskosten durch eine stündliche Referenzperiode.²¹ Umfassende Anreize für eine systemfreundliche Auslegung einer Anlage entstehen durch einen Marktwertfaktor, der die Systemfreundlichkeit einer Anlage standort- und technologiespezifisch abbildet (siehe Kasten 1). Bei der Ausschreibung gewinnen ProjektentwicklerInnen mit dem geringsten Gebotspreis, welcher um den Marktwertfaktor angepasst wird.²² Das führt dazu, dass das Aus-

¹⁹ Department of Energy and Climate Change (2013): CFD Contract Terms and Conditions (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

²⁰ Bei einer fixen Prämie, bei der ProjektentwicklerInnen zusätzlich zu Erlösen aus dem Stromverkauf eine fixe Prämie erhalten, oder in Abwesenheit jeglicher Förderung, sind ProjektentwicklerInnen dem Strompreissrisiko erheblich stärker ausgesetzt, so dass Finanzierungskosten ansteigen und Anreize stärker ausfallen.

²¹ Ein alternatives Förderinstrument, vorgeschlagen vom Öko-Institut unter dem Begriff „EEG 3.0“, zielt auch auf systemfreundlichere Anlagen, erhöht jedoch die Finanzierungsrisiken und verbundenen Kosten, da es darauf basiert, ProjektentwicklerInnen voll dem Strompreis auszusetzen. Für Details siehe, Öko-Institut (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung). Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende (online verfügbar, abgerufen am 9. Oktober 2017).

²² Prozedural ähnlich zum bestehenden Referenzertragsmodell, durch das Gebote bei Windkraftausschreibungen je nach erwartetem Ertrag angepasst werden. Für Details siehe Deutscher Bundestag (2016): a. a. O.

schreibungsverfahren und ProjektentwicklerInnen den zu erwartenden Marktwert des Stroms berücksichtigen.

Dabei können auch Vorteile einer systemfreundlichen Anlage berücksichtigt werden, die noch nicht im Strommarktdesign abgebildet sind, beispielweise regionale Aspekte. Der Marktwertfaktor bildet die zu erwartende Entwicklung des Marktwerts ab und erlaubt damit die angemessene Gewichtung dieser Entwicklung bei der Wahl systemfreundlicher Anlagen.

Anreize für systemfreundliche Standortwahl

Die Standortwahl entscheidet maßgeblich über die benötigte Förderung der Anlagen und wie leicht es wird, große Anteile an erneuerbaren Energien zu integrieren. Ein Beispiel für eine vorteilhafte Standortwahl ist die lastnahe Windstromproduktion mit geringen Netzanforderungen oder die Windproduktion in Süddeutschland, wo auch oft dann produziert wird, wenn der Wind im Norden nicht weht. Eine systemfreundliche Standortwahl sollte diese Faktoren berücksichtigen und abwägen. Allerdings gibt es für solch eine Abwägung aktuell keine ausreichenden Anreize.²³

Das derzeitige Strompreissignal spiegelt die Redispatch-Kosten nicht wider, das heißt der *Marktwert wird nicht abgebildet*. Redispatch-Kosten fallen prinzipiell eher für Standorte an, die von Netzengpässen betroffen sind. ProjektentwicklerInnen haben also keine Anreize, systemfreundliche Standorte, die zu niedrigeren Redispatch-Kosten führen, zu wählen.²⁴

Die zukünftige Entwicklung des Marktwertes wird auch hier nur eingeschränkt berücksichtigt, da ProjektentwicklerInnen längerfristige Entwicklungen weniger gewichten und Unsicherheiten über die Abbildung der regionalen Komponenten im Strompreissignal bestehen.

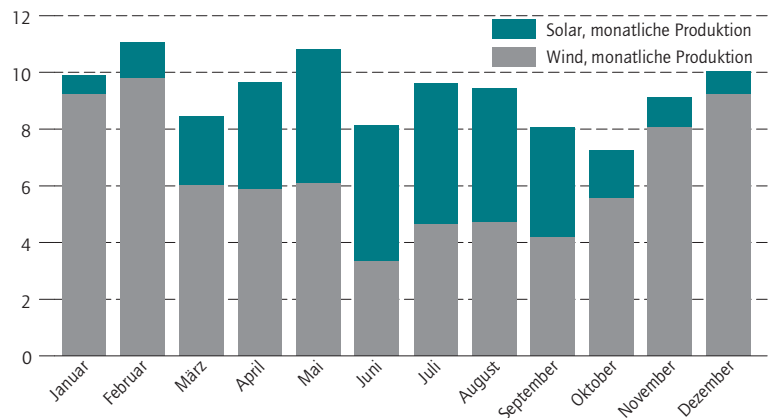
Ein Marktwertmodell würde zu angemessenen Anreizen für eine systemfreundliche Standortwahl – auch in längerfristiger Perspektive – führen. Dabei würden nicht nur ortsabhängige Redispatch-Kosten und Netzengpässe, sondern auch die Gleichzeitigkeit mit der Produktion anderer Anlagen und der Nachfrage berücksichtigt werden. In einigen Ländern, zum Beispiel in Mexiko, werden

²³ Oliver Grothe und Felix Müsgens (2013): The influence of spatial effects on wind power revenues under direct marketing rules. *Energy Policy* 58, 237-247.

²⁴ Weiterhin verbleiben bei einer gleitenden Marktprämie mit monatlicher Anpassung keine Anreize für eine Standortwahl mit größeren Anteilen der Stromproduktion in Monaten mit hohen Strompreisen, vgl. Nils May (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices. *Energy Economics* 65, 343-354 und Johannes Schmidt et al. (2013): Where the wind blows: Assessing the effect of fixed and premium based feed-in tariffs on the spatial diversification of wind turbines. *Energy Economics* 40, 269-276.

Abbildung 3

Produktion der Windkraft- und Solaranlagen in 2016 Monatliche Produktion in Millionen Megawattstunden



Quelle: Eigene Berechnung. Daten des Jahres 2016 von Open Power System Data, 2017, Data Package Time series, Version 2017-07-09 (online verfügbar).

© DIW Berlin 2017

Wind und Solarproduktion ergänzen sich in einem Portfolio über das Jahr hinweg.

schon ähnliche Ansätze hinsichtlich der Standortwahl eingesetzt, mit einem gewissen Erfolg (siehe Kasten 2).

Mitnahmeeffekte werden beim Marktwertmodell reduziert, da der Marktwertfaktor für einen längerfristigen Horizont und unter der Annahme eines weiteren Zubaus von erneuerbaren Energien berechnet wird. Im Marktgleichgewicht verteilen sich Investitionen in erneuerbare Technologien so auf Standorte, dass der Wert des erzeugten Stroms an jedem Standort den jeweiligen Kosten entspricht. Das führt dazu, dass der Marktwertfaktor standortspezifische Kostenunterschiede ausgleicht und damit Mitnahmeeffekt reduziert.

Allerdings könnten – bei Knappheit der Standorte – die Erlöse in einer Region über den Kosten liegen. Solche zusätzlichen Erlöse führen zu höheren Pachterlösen von GrundbesitzerInnen und können damit zugleich die Bereitstellung von weiteren Flächen anregen. Wenn große Mitnahmeeffekte befürchtet werden, dann könnten regional-differenzierte Ausschreibungen durchgeführt werden, wie sie de facto durch die Definition eines norddeutschen Netzausbaugebiets bereits existieren.²⁵

²⁵ Bei den Windkraftausschreibungen darf nur ein begrenzter Anteil der bezuschlagten Gebote auf das norddeutsche Netzausbaugebiet entfallen, so dass alle weiteren Zuschläge nach Süd- und Mitteldeutschland gehen müssen. Für Details siehe Bundesnetzagentur (2017): Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung. (online verfügbar).

Finanzierungskosten werden beim Marktwertmodell minimiert, indem ProjektentwicklerInnen den Unsicherheiten über Entwicklungen des Strommarktdesigns oder Netzausbau nicht ausgesetzt werden.

Anreize für systemfreundliche Technologiewahl

Windkraft- und Solaranlagen produzieren häufig zu unterschiedlichen Zeitpunkten, was sowohl jahreszeitliche Produktion als auch Tag-/Nachtzyklen angeht (Abbildung 3). Ein Portfolio aus mehreren Technologien kann besser die über das Jahr verteilte Stromnachfrage abdecken, und somit einen höheren Wert erzielen.²⁶

Der Marktwert unterschiedlicher Technologien wird mit einer monatlich gleitenden Marktprämie alleine nur unzulänglich abgebildet. Mit dem Übergang zu einem Marktwertmodell kann der unterschiedliche Wert von Technologien innerhalb eines Portfolios hingegen gut abgebildet werden, sodass prinzipiell eine gemeinsame Ausschreibung für alle Technologien möglich wäre.

Allerdings entstehen positive Externalitäten mit der wachsenden Erfahrung und Innovation (Lerneffekt), die durch die Installation von Technologien gewonnen wird.²⁷ Die Kosten für große Solaranlagen sind beispielsweise in Deutschland zwischen 2007 und 2017 um 85 Prozent gefallen. Dies ermöglicht kostengünstigere Investitionen in der Zukunft. Des Weiteren führt eine nicht zu stark schwankende Nachfrage nach einer Technologie dazu, dass sich Wertschöpfungsketten – von der Produktion hin zum Vertrieb über Installation und Wartung – etablieren und entwickeln können.

Mitnahmeeffekte wiederum können entstehen, wenn der Ausbaubedarf an erneuerbaren Energien von einer Technologie nicht gedeckt werden kann. In diesem Fall würde eine zweite – teurere – Technologie den Preis setzen. ProjektentwicklerInnen mit der günstigeren Technologie würden auch den höheren Preis bieten und davon profitieren.

Für die Erschließung positiver Externalitäten und zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten sollten deswegen auch beim Marktwertmodell getrennte Ausschreibungen beibehalten werden. Dabei gilt es jedoch, eine zu feine Differenzierung zwischen Technologien zu vermeiden, damit der Wettbewerb zwischen den Technologien und bei den Ausschreibungen nicht geschwächt wird.

²⁶ Lion Hirth (2013): The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy economics* 38, 218–236 (online verfügbar).

²⁷ Pablo Del Río (2012): The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements. *Energy Policy*, 41, 139–151.

Kasten 1

Das Marktwertmodell

Ziel des Marktwertmodells ist es, Anreize für die Wahl von systemfreundlichen Anlagen für ProjektentwicklerInnen von Windkraft- und Solaranlagen zu schaffen.¹ Diese Anreize sollen, erstens, den Wert des erzeugten Stroms im funktionsierenden Markt abbilden und, zweitens, angemessen die längerfristige Entwicklung des Stromsystems berücksichtigen. Das Marktwertmodell ist als Weiterentwicklung der gleitenden Marktprämie konzipiert, bei der Ausschreibungsgebote um einen *Marktwertfaktor* angepasst werden.

Als Grundlage dient eine Modellierung des Stromsektors durch die nationale Regulierungsbehörde (in Deutschland die Bundesnetzagentur) für ein zukünftiges Jahr (zum Beispiel 2035), mit endogenen Investitionen in erneuerbare Energien-Technologien bezüglich Technologiewahl, Ausgestaltung und Standortwahl, welche die vorgegebenen Ausbauziele berücksichtigt. Dieses Modell ergibt standortspezifische stündliche Strompreise für das Referenzjahr.

Jede ProjektentwicklerIn sowie die Regulierungsbehörde kann anhand der vorliegenden Daten zu Windgeschwindigkeit beziehungsweise Sonneneinstrahlung die standortspezifische Stromproduktion einer Anlage berechnen. Daraus ergibt sich der durchschnittlich erzielte Strompreis.² Die Differenz zu dem berechneten durchschnittlichen Preis aller Anlagen bildet den Marktwertfaktor. Dieser spiegelt die Systemfreundlichkeit einer Anlage wider. Alle ProjektentwicklerInnen können diesen Faktor vorab berechnen und so ihre Investitionen optimieren.

Bei einer Ausschreibung bieten ProjektentwicklerInnen wie bisher einen Referenzpreis (anzulegender Wert). Die Gebote mit dem geringsten Referenzpreis abzüglich Marktwertfaktor gewinnen die Ausschreibung.

In einer Beispielrechnung für einen Standort in Norddeutschland (Boltenhagen in Mecklenburg-Vorpommern) führt das Marktwertmodell dazu, dass systemfreundlichere Anlagen gewählt werden. Unter der bestehenden gleitenden Markt

¹ Das hier vorgestellte Marktwertmodell baut auf frühere Vorschläge für die Auslegung von Windkraftanlagen, vgl. Nils May, Karsten Neuhoff und Frieder Borggrefe (2015): Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen. *Wochenbericht Nr. 24* (online verfügbar).

² Bei Windkraft basierend auf veröffentlichten Leistungskurven der Hersteller, wie auch bisher im Referenzertragsmodell, siehe Deutscher Bundestag (2016): Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbaren-Energien-Gesetz-EEG 2016) (online verfügbar).

prämie entscheiden sich ProjektentwicklerInnen für Anlagen mit einer Rotorblattlänge von 52,8 Metern und einer entsprechenden Rotorkreisfläche von 8756 Quadratmetern. Unter Anwendung des Marktwertmodells fällt die Entscheidung aufgrund eines um 1,02 höheren Marktwertfaktors für systemfreundlichere Anlagen mit einer Rotorblattlänge von 54,7 Meter und einer Rotorkreisfläche von 9386 Quadratmetern. Die Kapazität sinkt von 2,7 Megawatt auf 2,4 Megawatt, die Nabenhöhe steigt von 118 Metern auf 128 Metern. Diese systemfreundlichere Auslegung erhöht die Volllaststunden um elf Prozent. Dabei bleibt die Anzahl der Volllaststunden bei starkem Wind (mehr als zehn Meter pro Sekunde) gleich, sie steigt bei häufigen mittleren Windge-

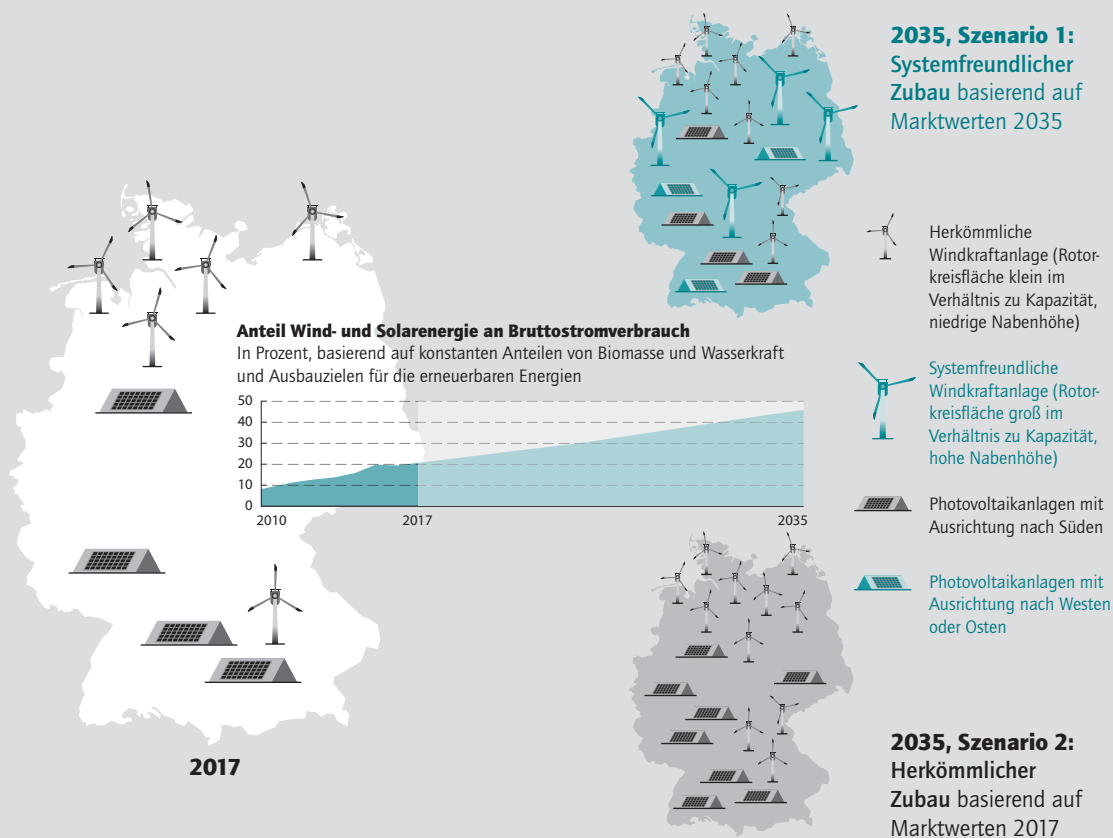
schwindigkeiten um 19 Prozent und um 26 Prozent bei niedrigen Windgeschwindigkeiten (weniger als fünf Meter pro Sekunde). In diesen Stunden liegt der Strommarktwert prinzipiell höher.³

Insgesamt würde die Implementierung des Marktwertmodells dafür sorgen, dass es im Jahr 2035 einen größeren Anteil systemfreundlicher Anlagen in Deutschland gibt, im Vergleich zu einem Szenario ohne ein solches Modell (siehe Abbildung).

³ Für Details zur Berechnung und alternative Gestaltungsmöglichkeiten, vgl. Nils May (2017): The impact of wind power support schemes on technology choices. Energy Economics 65, 343-354.

Abbildung

Zwei Szenarien für den Zubau von erneuerbaren Energien im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2017

Wird bei Investitionen schon heute die langfristige Perspektive berücksichtigt, so ergibt sich zukünftig ein Stromsystem mit deutlich systemfreundlicheren Anlagen.

Kasten 2

Mexiko

Mexiko hat im Jahr 2015 Ausschreibungen für erneuerbare Energien eingeführt, bei denen die Gebote je nach erwarteter Systemfreundlichkeit angepasst werden. Dazu wird vom Energieministerium (*Secretaria de Energia*) vorab anhand eines Strommarktmodells berechnet, welchen Wert der Strom in den verschiedenen Regionen im Betriebszeitraum haben wird. Bei der Rangfolge der Gebote wird Projekten in Regionen mit perspektivisch höherem Wert ein Bonus zugeschrieben, und Projekten in Regionen mit niedrigem erwartetem Wert einen Malus zugeteilt. Dadurch bekommen ProjektentwicklerInnen Anreize, Projekte in bestimmten Regionen zu realisieren, ohne dass sie dadurch zusätzlichen (Preis-) Risiken ausgesetzt werden.¹

Außerdem erhalten Anlagen zusätzliche Boni und Mali, wenn sie in Stunden produzieren, in denen ein höherer bzw. niedrigerer Wert erwartet wird. Dadurch gibt es auch (bislang schwache)

¹ Nera (2015): Manual de subastas de largo plazo para el Mercado electric mayorista. Erstellt im Auftrag von Secretaria de Energia (Sener) (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

Anreize für systemfreundlichere Ausgestaltungen der Anlagen, da diese prinzipiell zu höherwertigeren Stunden produzieren.²

Das zugrundeliegende Strommarktmodell wird dabei jeweils aktualisiert, um abzusehende Entwicklungen am Strommarkt abzubilden. Während in der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2015 noch überraschend starke regionale Unterschiede verzeichnet wurden (ein maximaler Unterschied von 42,69 US-Dollar pro Megawattstunde), so wurde anschließend der erwartete Netzausbau berücksichtigt. Damit konvergieren die längerfristigen Preisunterschiede, die für Strom aus erneuerbaren Energien gezahlt werden – in der zweiten Ausschreibungsrunde im Jahr 2016 entstand ein maximaler Unterschied von 30,67 US-Dollar, in der dritten im Jahr 2017 von 13,53 US-Dollar – mit den regionalen Differenzen.³

² Nera (2015): a. a. O.

³ Cenace (2017): Subastas de Largo Plazo (online verfügbar, abgerufen am 10. Oktober 2017).

Anreize für den marktausgerichteten Betrieb

Ein Ziel der Systemintegration von erneuerbaren Energien ist die Schaffung von Anreizen für frühzeitige und präzise Prognosen von Windkraft- und Solarerzeugung und für die effiziente Einbindung in das Stromsystem. Zum Beispiel können 24 Stunden vor der tatsächlichen Produktion ein Großteil der konventionellen Kraftwerke und in der Zukunft auch flexible Lasten eine prognostizierte Reduktion (oder Erhöhung) der Produktion ausgleichen. Je näher die tatsächliche Stromproduktion rückt, desto weniger können Kraftwerke oder flexible Lasten eine reduzierte Stromproduktion der Anlagen kompensieren und desto höher sind deswegen die Kosten und Preise einer Anpassung (Abbildung 4).

Bei der gleitenden Marktprämie haben ProjektentwicklerInnen Anreize, gute Prognosen zu erstellen und erwartete Abweichungen der Produktion im Markt auszugleichen. In Deutschland wird die gleitende Marktprämie relativ zu den Preisen der Vortagsauktion berechnet. Zu diesem Zeitpunkt sind jedoch Wind- und Solarprognosen noch unsicher. Wenn es Abweichungen zu späteren, besseren Prognosen gibt, werden sie im Handel mit anderen Marktakteuren abgeglichen. Die Kosten für diese Abweichungen können zwar durch eine Verbesserung der Qualität der Prognose reduziert werden,

aber das Preisrisiko, das von Entwicklungen des Strommarkts, des Angebots (zum Beispiel Flexibilitätsoptionen) und der Nachfrage abhängt, verbleibt bei den ProjektentwicklerInnen.²⁸

Mittelfristig könnte als Referenzpreis für die gleitende Marktprämie statt des Auktionspreises am Vortag der in manchen Märkten bereits existierende Echtzeit-Preis genutzt werden.²⁹ Das könnte auch das von ProjektentwicklerInnen nicht zu beeinflussende Preisrisiko vermeiden, um Aufschläge auf Finanzierungskosten für Erneuerbare zu verhindern. Anreize zur guten Prognose und zu einer frühzeitigen Anpassung des Verkaufs würden erhalten bleiben, da zu früheren Auktionen bessere Preise erzielt werden können. Diese Vermarktung könnte wie bisher dezentral organisiert sein, aber auch alterna-

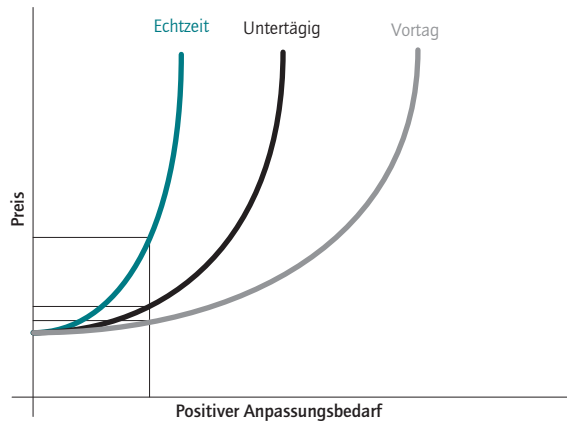
²⁸ Diese Unsicherheit wird zwar im allgemeinen in jährlichen Vermarktungsverträgen an Dritte weitergegeben, aber die Unsicherheit für zukünftige Jahre verbleibt und spiegelt sich in der Unsicherheit über die Preise zu denen Vermarktungsverträge in der Zukunft geschlossen werden wieder. Für weitere Details, siehe Albert Hoffrichter und Thorsten Beckers (2016): Perspektiven für die Bereitstellung und Refinanzierung von Windkraft- und PV-Anlagen – Eine Analyse von Weiterentwicklungsoptionen des institutionellen Rahmens unter Einbezug institutionenökonomischer Erkenntnisse. Technische Universität Berlin, Arbeitspapier (online verfügbar, abgerufen am 9. Oktober 2017).

²⁹ Der deutsche Intraday-Markt hat dabei aufgrund des kontinuierlichen Handels keinen präzise definierbaren Referenzpreis. Dies könnte sich mit der Einführung von grenzübergreifenden Intraday-Auktionen ändern.

Abbildung 4

Grenzkosten des Ausgleichs von Prognoseabweichungen nach Abweichungszeitpunkt

In Euro pro Megawattstunde, Megawattstunden



Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

Je kurzfristiger Prognoseabweichungen auftreten, desto teurer ist der Anpassungsbedarf.

tiv durch eine öffentliche Ausschreibung von Wind und Photovoltaik erreicht werden.

Die Ausgestaltung der gleitenden Marktprämie beeinflusst auch in beschränktem Maße die Wartungszeitpunkte. Wo diese flexibel planbar sind, werden sie in wind- oder sonnenschwachen Zeiten durchgeführt werden. Sie sollten darüber hinaus eher in Zeiten stattfinden, in denen der Stromwert niedrig liegt. Anreize dafür ergeben sich aus der Referenzperiode der gleitenden Marktprämie (stündlich, monatlich oder jährlich). Prinzipiell geben dabei längere Periodenlängen Anreize zur wertmaximierenden Planung der Wartungen. Im Allgemeinen ist die Bedeutung des exakten Zeitpunktes der Wartungsarbeiten jedoch geringer als bei großen konventionellen Kraftwerken, da einzelne Anlagen eines Parks individuell gewartet werden können, während ein konventionelles Kraftwerk häufig mit der kompletten Kapazität abgeschaltet werden muss.

Marktwertmodell kann Anreize für systemfreundliche Anlagen setzen, und zugleich Risiken und Finanzierungskosten minimieren

Bei der aktuell für die meisten erneuerbaren Anlagen in Deutschland genutzten gleitenden Marktprämie herrscht

Tabelle

Ausgewählte Fördermechanismen im Vergleich

	Gleitende Marktprämie				Keine Förderung; nur höherer CO ₂ -Preise
	Jährlich	Monatlich (Status Quo)	Stündlich	Marktwertmodell	
Marktwert	+	0	-	++	+
Entwicklung des Marktwertes	+	0	-	++	+
Positive Externalitäten	0	0	0	0	--
Finanzierungskosten	-	0	+	+	--
Mitnahmeeffekte	0	0	0	0	--

Quelle: Darstellung der Autoren.

© DIW Berlin 2017

ein Zielkonflikt zwischen stärkeren Anreizen für systemfreundliche Anlagen, die mit einer jährlichen Referenzperiode erreicht werden können, und einer besseren Absicherung von Finanzierungsrisiken, die bei einer kürzeren bis zu stündlichen Referenzperiode erreicht wird (siehe Tabelle). Beide Ziele können gemeinsam erreicht werden. Dazu wird im Marktwertmodell eine gleitende Marktprämie mit stündlicher Referenzperiode ergänzt um einen ex-ante bestimmten Marktwertfaktor. Damit wird die Vergütungshöhe für die erwartete Änderung des Marktwertes durch eine systemfreundliche Investition angepasst. Die Nutzung von längerfristigen Szenarien ermöglicht dabei auch die volle Berücksichtigung der zu erwartenden Entwicklung des Marktwertes.

Verzichtet man auf Förderinstrumente und setzt man lediglich auf einen höheren Strompreis, seinerseits erreichbar durch wesentlich höhere CO₂-Preise, dann führt das nicht zu kostengünstigen Investitionen in systemfreundliche Anlagen. Während der kurzfristige Marktwert, ohne die nicht abgebildeten lokalen Komponenten, zu etwas systemfreundlicheren Anlagen führt, können wiederum langfristige Entwicklungen des Strommarkts nur mit geringem Gewicht in die Investitionsentscheidungen einfließen. Dafür steigen die Finanzierungskosten und erhöhen die Gesamtkosten um ungefähr 30 Prozent.³⁰ Außerdem werden positive Externalitäten unterschiedlicher Technologien nicht abgebildet, und Mitnahmeeffekte entstehen, wenn der Strompreis über den Kosten der günstigsten erneuerbare Energien Anlagen liegt.

Um dem Ziel einer Internalisierung von Lerneffekten und der Vermeidung von Mitnahmeeffekten gerecht zu werden, sollen weiterhin getrennte Ausschreibungen

³⁰ Siehe Nils May, Ingmar Jürgens und Karsten Neuhoff (2017): a. a. O.

bzw. differenzierte Vergütungsbänder für verschiedene Technologien angewendet werden.

Fazit: Marktwertmodell ermöglicht die langfristige Integration erneuerbarer Energien

Die systemfreundliche Auswahl von Standort, Technologie und Ausgestaltung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ist wichtig für die wirtschaftliche Umsetzung der Energiewende. Dafür müssen ProjektentwicklerInnen die richtigen Anreize erhalten. Da erwartet wird, dass viele Anlagen eine technische Lebensdauer von rund 30 Jahre erreichen, sollte bereits heute die zukünftige Entwicklung des Marktwerts berücksichtigt werden.

Allerdings können ProjektentwicklerInnen die längerfristigen Vorteile systemfreundlicher Anlagen nicht angemessen berücksichtigen. Bei diesen entstehen höhere Investitionskosten pro Megawattstunde erzeugten Stroms und ihre längerfristigen Vorteile sind unsicher. Deswegen verlangen GeldgeberInnen hohe Renditen für zusätzliche Ausgaben bei systemfreundlichen Anlagen. Das führt dazu, dass ihre Vorteile stark diskontiert und nur eingeschränkt berücksichtigt werden.

Das Marktwertmodell schafft hier Abhilfe. Es baut auf existierenden Fördermechanismen auf, die auch bei fal-

lenden Kosten von Wind- und Solarenergie weiterhin notwendig sind, um regulatorische Risiken zu vermeiden und Marktrisiken abzusichern. So wird verhindert, dass Risikoprämien zu hohen Finanzierungskosten und damit zusätzlichen Belastungen für EndkundInnen führen. Zudem erlauben derartige Fördermechanismen die Abbildung von negativen Umwelteffekten, die anderweitig nicht ausreichend bepreist sind.

Das Marktwertmodell kann sowohl mit Ausschreibungen als auch mit regulatorisch vorgegebenen Einspeisevergütungen kombiniert werden. Anreize für systemfreundliche Investitionsentscheidungen entstehen durch einen Marktwertfaktor, der die Systemfreundlichkeit einer Anlage standort- und technologiespezifisch abbildet. Bei Ausschreibungen gewinnen zum Beispiel Projekte mit dem geringsten Gebotspreis, welcher um den Marktwertfaktor angepasst wird. Das führt dazu, dass das Ausschreibungsverfahren und damit ProjektentwicklerInnen den zu erwartenden Marktwert des Stroms berücksichtigen.

Dabei können auch Vorteile einer systemfreundlichen Anlage berücksichtigt werden, die noch nicht im Strommarktdesign abgebildet sind, beispielweise regionale Aspekte. Der Marktwertfaktor bildet die zu erwartende Entwicklung des Marktwerts ab und erlaubt damit die angemessene Gewichtung dieser Entwicklung bei der Wahl systemfreundlicher Anlagen.

Nils May ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | nmay@diw.de

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoff@diw.de

Jörn Richstein ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | jrichstein@diw.de

JEL: L94, L98, Q42, Q48, D47

Keywords: Renewable energy, feed-in premium, system-friendly wind power, integration of renewable energy



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
84. Jahrgang

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Lukas Menkhoff
Prof. Johanna Mollerstrom, Ph.D.
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Dr. Gritje Hartmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Redaktion

Renate Bogdanovic
Dr. Franziska Bremus
Claudia Cohnen-Beck
Prof. Dr. Christian Dreger
Dr. Daniel Kempfner
Sebastian Kollmann
Markus Reiniger
Mathilde Richter
Dr. Alexander Zerrahn

Lektorat

Dr. Christian von Hirschhausen
Dr. Jörn Richstein

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304
ISSN 1860-8787 (Online)

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

Satz-Rechen-Zentrum, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.