

May, Nils; Neuhoff, Karsten; Borggreffe, Frieder

Article

Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: May, Nils; Neuhoff, Karsten; Borggreffe, Frieder (2015) : Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 82, Iss. 24, pp. 555-564

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/111174>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Marktanreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen

Von Nils May, Karsten Neuhoff und Frieder Borggrefe

Bisher wurden Windkraftanlagen so ausgelegt, dass sie Strom zu möglichst geringen Gesamtkosten erzeugen, unabhängig vom Marktwert dieses Stroms. Mit steigenden Anteilen der Windenergie im Stromsystem fällt der Marktwert von Strom aus Windkraftanlagen, da sie tendenziell zur gleichen Zeit Strom erzeugen. Deswegen wird es in Zukunft wichtig, Anlagen systemdienlich auszulegen, so dass ein größerer Anteil der Stromerzeugung in Stunden mit geringeren Windgeschwindigkeiten erfolgt. Dies kann durch höhere Türme, längere Rotorblätter und Generatoren mit vergleichsweise geringer Leistung erreicht werden.

Modellrechnungen zufolge gibt eine fixe Einspeisevergütung keine ausreichenden Anreize für solche Anlagenauslegungen, die bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien künftig besonders systemdienlich wären. Eine Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie setzt ebenfalls keine entsprechenden Anreize, sofern Investoren bei ihrer Planung oder Projektfinanzierung die aktuellen Strompreise zugrunde legen. Bei einem hier neu vorgeschlagenen Instrument, dem sogenannten Referenzwertmodell, orientiert sich die Vergütungshöhe dagegen am erwarteten künftigen Marktwert des Stroms der Anlage. Dadurch könnten bereits heute Anreize für Investitionen in solche Anlagen gegeben werden, die künftig besonders systemfreundlich sind. Dabei sind Fragen der konkreten Ausgestaltung und praktischen Umsetzung noch zu klären.

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der Energiewende das Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von knapp 28 Prozent im Jahr 2014 auf 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 und mindestens 80 Prozent im Jahr 2050 zu steigern.¹ Dabei wird bei der Windenergie ein besonders großes Wachstum erwartet. Aus diesem Grund gewinnt die Frage zunehmend an Bedeutung, wie es erreicht werden kann, dass vermehrt systemdienliche Windkraftanlagen installiert werden. Diese zeichnen sich tendenziell dadurch aus, dass sie bei schwachem Wind, wenn der Marktwert des Stroms in der Regel höher ist, mehr Strom erzeugen als herkömmliche Windkraftanlagen, die auf eine maximale Stromerzeugung ausgelegt sind. Dadurch können sie einen Beitrag leisten, die Gesamtkosten des Stromsystems möglichst gering zu halten.² Technisch ermöglicht wird dies durch höhere Anlagen, längere Rotorblätter, und kleinere Generatoren (Kasten 1).³ Am DIW Berlin wurde analysiert, inwiefern derartig systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen durch verschiedene Politikmaßnahmen für Investoren attraktiv gestaltet werden können.⁴

Ausbau der Windkraft in Deutschland bisher auf Grundlage von EEG und Referenzertragsmodell

Im Jahr 2000 wurde im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine fixe Einspeisevergütung für Windstrom mit dem Ziel eingeführt, stabile Rahmenbedingungen für Investitionen bei kostendeckender Vergütung zu ermöglichen. Dabei erhielten die Anlagen-

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, § 1.

² Vgl. Tafarte, P., Das, S., Eichhorn, M., Thrän, D. (2014): Small adaptations, big impacts: Options for an optimized mix of variable renewable energy sources. Energy, Nr. 72, 80–92.

³ Für die Photovoltaik werden in diesem Rahmen analog Ausrichtungen der Panels nach Ost und West diskutiert. Diese stellen vor- und nachmittags mehr Strom bereit und dafür etwas weniger während der Mittagszeit.

⁴ Für weitere Details der Berechnung vgl. May, N. (2015): The Impact of Wind Power Support Schemes on Technology Choices. DIW Discussion Paper Nr. 1485.

Kasten 1

Parameter der Auslegung von Windkraftanlagen

Drei technologische Parameter haben besonders großen Einfluss auf die Eignung einer Windkraftanlage für Schwachwindstandorte:

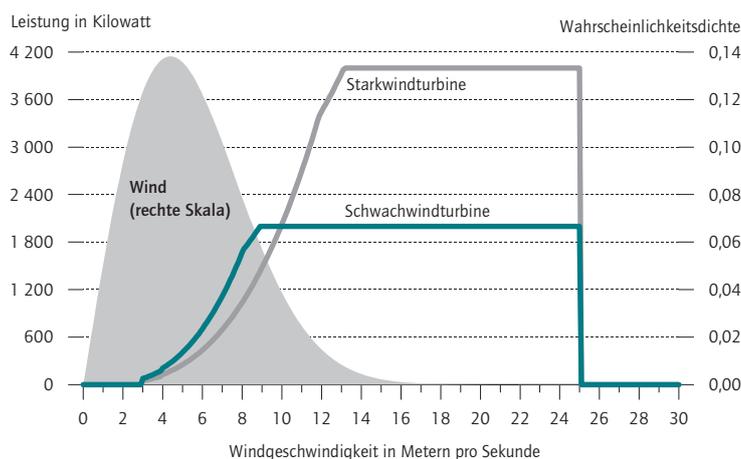
1. Nabenhöhe (in Metern): In größerer Höhe sind die Rotorblätter höheren Windgeschwindigkeiten ausgesetzt, so dass die Windkraftanlage zu jedem Zeitpunkt – insbesondere während Schwachwindphasen – mehr Strom generieren kann.

2. Rotorblattlänge (in Metern): Mit längeren Rotorblättern hat eine Anlage einen größeren Rotordurchmesser und ist dadurch zu jedem Zeitpunkt mehr Windenergie ausgesetzt, die sie in Strom umwandeln kann.
3. Generatorleistung (in Kilowatt, kW): Bei Generatoren mit geringerer Nennleistung wird die maximal mögliche Umwandlung von Windenergie zu Elektrizität bereits bei einer niedrigeren Windgeschwindigkeit begrenzt. Somit ergibt sich eine größere Zahl von Volllaststunden.

Aus Systemsicht bedeutsam sind sowohl die Nabenhöhe als auch das Verhältnis von Rotordurchmesser zu Generatorleistung, die so genannte Leistungsdichte, gemessen in Quadratmeter pro Kilowatt.¹ Bei einer höheren Leistungsdichte ist der Rotordurchmesser relativ groß, so dass im Verhältnis zur maximalen Generatorleistung zu jeder Zeit relativ viel Windenergie in Strom umgewandelt werden kann. Somit ist bei jeder Windgeschwindigkeit ein relativ hoher Anteil der Nennleistung der Windkraftanlage verfügbar.² Dem gegenüber stehen erhöhte Kosten. Je nach Standort kann eine optimale Anlagenauslegung gewählt werden. In der Modellierung wird davon abstrahiert, dass es derzeit Zertifizierungsbeschränkungen von Schwachwindturbinen an Standorten mit sehr guten Windressourcen gibt. Die Abbildung zeigt die Leistungskennlinien zweier beispielhafter Windkraftanlagen. Sie geben an, wie viel Strom diese Anlagen bei verschiedenen Windstärken produzieren. Schwachwindanlagen erzeugen bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten, die häufiger auftreten, mehr Strom. Am Referenzstandort produziert die exemplarische Schwachwindanlage in 72 Prozent der Zeit mehr Strom als die beispielhafte Starkwindanlage, in acht Prozent der Fälle ist es umgekehrt.

Abbildung

Leistungskennlinien und Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit am Referenzstandort



Wind am Referenzstandort in 80 Metern Höhe.
Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Die Schwachwindanlage erzeugt bei den häufig auftretenden niedrigen Windgeschwindigkeiten mehr Strom.

¹ Eine alternative Bezeichnung des Kehrwerts ist die spezifische Nennleistung in Kilowatt pro Quadratmeter.
² Eine genauere Beschreibung von systemdienlichen Windturbinen findet sich in Molly, J. P. (2011): Rated Power of Wind Turbines: What is Best? DEWI Magazin No. 38.

betreiber für jede in das Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde eine fixe Vergütung. Im Jahr 2012 wurde die Option der Direktvermarktung mit einer gleitenden Marktprämie eingeführt. Dabei müssen die Anlagenbetreiber den Windstrom selbst vermarkten oder einen Dienstleister damit beauftragen. Sie erzielen dabei den Strommarktpreis und zusätzlich die Differenz zwischen der im EEG festgelegten anlagenspezifischen Vergütung und dem durchschnittlichen Marktwert des

gesamten Windstroms in Deutschland.⁵ Die gleitende Marktprämie wurde eingeführt, um die erneuerbaren Energien an den Markt heranzuführen. Sie soll Anreize für einen besseren Anlagenbetrieb schaffen, beispiels-

⁵ Für Details und Auswirkungen der gleitenden Marktprämie auf Finanzierungskosten siehe Grau, T., Neuhoff, K., Tisdale, M. (2015): Verpflichtende Direktvermarktung von Windenergie erhöht Finanzierungskosten. DIW Wochenbericht Nr. 21/2015.

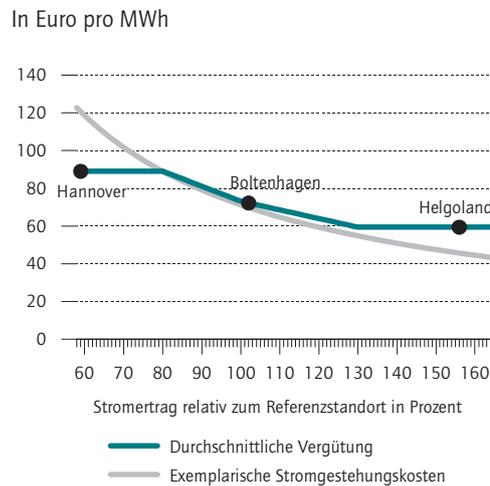
weise durch bessere Erzeugungsprognosen, und auf systemdienlichere Anlagenauslegungen hinwirken. Wenn Windkraftanlagen so ausgelegt werden, dass sie besonders viel Strom in windschwächeren und damit tendenziell auch höherpreisigen Stunden produzieren, steigen im Rahmen der gleitenden Marktprämie die Erlösmöglichkeiten.⁶ Seit der EEG-Reform 2014 ist die Direktvermarktung nunmehr verpflichtend für alle Anlagen über 500 Kilowatt und ab 2016 für alle Anlagen über 100 Kilowatt.

Dabei wird die Höhe der Vergütung – sowohl bei den früheren Einspeisetarifen als auch bei der Marktprämie – mit einem sogenannten Referenzertragsmodell an den jeweiligen Standort angepasst. Es dient dazu, die Förderung der Windkraft standortunabhängig kostendeckend zu gestalten. Es schafft Anreize, auch windschwächere Standorte zu erschließen und vermindert gleichzeitig übermäßige Mehreinnahmen an besonders windreichen Standorten. Dabei ist die Vergütung zweigeteilt in eine anfängliche, höhere Vergütung (für Windkraft momentan 8,90 Cent/kWh) und gegebenenfalls eine anschließende, niedrigere Vergütung (4,95 Cent/kWh) bis 20 Jahre nach Inbetriebnahme. Die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung hängt vom Standort ab. Dieses bedeutet beispielsweise, dass Windkraftanlagen an besonders windreichen Standorten die höhere Anfangsvergütung nur für ein festgelegtes Minimum von fünf Jahren bekommen, um überhöhte Mehreinnahmen zu vermeiden. Für Anlagen an windschwächeren Standorten kann sich die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung auf bis zu 20 Jahre verlängern.

Dafür wird die gesamte Stromerzeugung jeder Windkraftanlage nach fünf Jahren Betriebszeit ermittelt und mit dem sogenannten Referenzertrag verglichen. Der Referenzertrag entspricht der gesamten Stromerzeugung, die für diese Anlage mithilfe von Leistungskennlinien für einen fiktiven Referenzstandort berechnet wird. Je niedriger der tatsächliche Stromertrag im Vergleich zum Referenzertrag liegt, desto länger ist die Periode der erhöhten Anfangsvergütung. Abbildung 1 zeigt die durchschnittliche Vergütung durch das Referenzertragsmodell in Abhängigkeit des relativen Stromertrags für drei exemplarische Standorte und eine exemplarische Windkraftanlage. Im relativ windarmen Hannover, erhielt ein Investor die erhöhte Anfangsvergütung für 20 Jahre, während dies auf dem windreichen Helgoland nur für das festgesetzte Minimum von fünf Jahren der Fall ist. Allerdings sind auch die Stromgestehungskosten, also die auf den gesamten Stromertrag bezogenen Vollkosten, in Hannover höher als auf Helgoland, da die gleiche Anlage hier deutlich weniger Strom produziert.

Abbildung 1

Durchschnittliche Vergütung und Kosten an verschiedenen Standorten



Berechnungen basieren auf einer exemplarischen Windkraftanlage.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Das Referenzertragsmodell soll eine kostendeckende Vergütung an verschiedenen Standorten ermöglichen.

Energiewende wird durch systemdienliche Windkraftanlagen günstiger

Solange die Anteile erneuerbarer Energien im Stromsystem noch gering waren, hatte die Systemdienlichkeit der Anlagen keine große Bedeutung. Mit steigenden Anteilen von Windstrom gilt es zu erreichen, dass nicht mehr nur die Menge, sondern auch der Wert des erzeugten Stroms maximiert wird. Dazu sollten die Windkraftanlagen so ausgelegt werden, dass ein höherer Anteil der Stromerzeugung zu Zeiten erfolgt, in denen die gesamte Stromerzeugung aus Windkraft geringer und der Marktwert von Strom demzufolge höher ist. Dies kann durch andere Auslegungen von Nabenhöhe, Rotorblattlänge und Generatorleistung erreicht werden. Die optimale Auslegung hängt dabei stark vom Standort ab. Entsprechende politische Maßnahmen sollten daher in Bezug auf diese Parameter grundsätzlich neutral ausgestaltet werden.

Windkraftanlagen, die einen höheren Marktwert erzielen, können im Allgemeinen als systemdienlicher charakterisiert werden. Diese Schwachwindanlagen können dazu beitragen, das zeitliche Profil der Stromnachfrage, die nach Abzug der Einspeisung erneuerbarer Energien noch zu decken ist, zu glätten. Somit werden tendenziell weniger andere flexible Stromerzeugungs- oder Speicherkapazitäten benötigt. Zudem sind die Prognose

6 Für eine analytische Herleitung, siehe May, N. (2015), a. a. O.

seabweichungen bei Schwachwindanlagen tendenziell geringer, und aufgrund geringerer Produktionsspitzen können die Netzausbauerfordernisse sinken.⁷

Der Gesamteffekt einer veränderten technischen und räumlichen Auslegung von verschiedenen Windkraftanlagen müsste allerdings in einer Betrachtung des kompletten zukünftigen Stromsystems untersucht werden. Eine derartige Betrachtung ist nicht Gegenstand dieses Wochenberichts.⁸

Anreize für Schwachwindanlagen abhängig vom Vergütungsmechanismus

Mit einem Investitionsmodell (Kasten 2) kann ermittelt werden, welche Anlagenkonfiguration – abhängig von den Parametern Nabenhöhe, Rotorblattlänge und Generatorleistung – Investoren bei verschiedenen Vergütungsmechanismen wählen würden. Wir untersuchen die Wirkung von vier stilisierten Vergütungsmechanismen:

- eine fixe Einspeisevergütung in Kombination mit dem heutigen Referenzertragsmodell als Basisfall;
- eine gleitende Marktprämie in Kombination mit dem heutigen Referenzertragsmodell;
- eine fixe Einspeisevergütung in Kombination mit einer Anpassung des Referenzertragsmodells (Änderung des Referenzstandorts);
- eine fixe Einspeisevergütung in Kombination mit dem heutigen Referenzertragsmodell und einem neu vorgeschlagenen sogenannten „Referenzwertmodell“.

Somit werden alle vier Optionen mit dem bestehenden (beziehungsweise im dritten Fall mit einem reformierten) Referenzertragsmodell kombiniert.⁹ Die Ergebnisse sind unabhängig von der Frage, wie die Höhe der Gesamtvergütung festgelegt wird. Sie sind somit grundsätzlich sowohl auf mögliche Weiterentwicklungen von administrativ festgesetzten Einspeisevergütungen oder Marktprämien als auch auf die aktuell diskutierten Auktionsmodelle übertragbar.

⁷ Vgl. Molly, J.P. (2011): Rated Power of Wind Turbines: What is Best? DEWI Magazin No. 38.

⁸ Derartige Betrachtungen deuten auf einen erheblichen Mehrwert systemdienlicher Anlagen hin. Vgl. Tafarte, P. et al. (2014) a. a. O.

⁹ Das Referenzertragsmodell sorgt nicht nur für eine geographische Diversifizierung der Standorte, sondern hat an vielen Standorten auch einen gewissen Einfluss auf die Anlagenauslegung, der in der Analyse berücksichtigt ist.

Kasten 2

Investitionsmodell

Das verwendete Investitionsmodell simuliert die Entscheidung eines Investors über die an verschiedenen Standorten jeweils betriebswirtschaftlich optimale Auslegung einer Windkraftanlage. Der Investor maximiert den diskontierten Kapitalwert seiner Investition, indem er aus einer breiten Bandbreite von Anlagenkonfigurationen, die zwischen den beiden extremen Auslegungen einer reinen Starkwindturbine (großer Generator mit kurzen Rotorblättern und einer geringen Turmhöhe) und einer reinen Schwachwindturbine (kleiner Generator mit langen Rotorblättern und einem hohen Turm) liegt. Den Vergütungsmechanismus nimmt der Investor als vorgegeben an.¹

In der Analyse werden verschiedene Standorte untersucht: Boltenhagen (Mecklenburg-Vorpommern), Helgoland (Schleswig-Holstein), Schwerin (Mecklenburg-Vorpommern), Bremen, Frankfurt am Main (Hessen), der kahle Asten (Nordrhein-Westfalen), der Feldberg (Baden-Württemberg) und Hohenpeißenberg (Bayern).

Das Basisjahr der Berechnungen ist 2013, aus dem historische Windgeschwindigkeiten² und Strompreise sowie Referenzmarktwerte³ herangezogen werden, die der Investor annahmegemäß für die Zukunft fortschreibt. Des Weiteren wurde eine Sensitivitätsanalyse mit dem Basisjahr 2012 durchgeführt, wobei die Ergebnisse weitestgehend gleich sind.

Zur Abschätzung der längerfristigen Perspektive wird zudem eine Strompreissetzeihe des Jahres 2030 verwendet, die mit einem Strommarktmodell des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) berechnet wurde (Kasten 3). Dabei wird im Jahr 2030 eine insgesamt installierte Windkraftleistung an Land von 64 GW und ein Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 50 Prozent an der Bruttostromerzeugung angenommen.

¹ Für Details des Investitionsmodells siehe May, N. (2015), a.a.O.

² DWD (2015): Historische Windzeitreihen. Deutscher Wetterdienst, Offenbach.

³ European Energy Exchange (2015): EPEX Spot/Auktionsmarkt und Netztransparenzstelle: Marktwert-/Referenzmarktwertübersicht.

Einspeisevergütung mit Referenzertragsmodell setzt keine ausreichenden Anreize für systemdienliche Anlagen

Den Berechnungen zufolge gibt eine fixe Einspeisevergütung in Verbindung mit dem Referenzertragsmodell in seiner derzeitigen Form kaum Anreize für eine sys-

Kasten 3

Das Energiesystemmodell REMix

Das Energiesystemmodell REMix des DLR wird verwendet, um zukünftige Preiszeitreihen zu ermitteln. REMix ist ein dynamisches Bottom-Up-Energiesystemmodell mit Schwerpunkt auf der Einsatzoptimierung von Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien in Verbindung mit zeitlichen und räumlichen Lastausgleichsoptionen.

Auf Basis historischer Wetterjahre prognostiziert REMix in einem ersten Schritt die stündliche und regional hochaufgelöste zukünftige Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien jeweils für einzelne ausgewählte Stichjahre in Europa. Dabei wird für das Jahr 2030 ein Anteil von mindestens 50 Prozent erneuerbarer Energien an der Bruttostromproduktion angenommen. Der Netzausbau wird nach den europäischen Ten-Year-Network-Development-Plänen¹ und in Deutschland nach den Netzentwicklungsplänen angenommen.² Im Rahmen eines detaillierten Kraftwerkseinsatzmodells werden im Anschluss Stromangebot und Nachfrage für Europa abgebildet. Die geschätzten Strompreise in einer Region ergeben sich aus den marginalen Erzeugungskosten der grenzsetzenden Kraftwerke unter Berücksichtigung von Lastmanagement-Optionen und der Übertragungsnetze.³

1 ENTSO-E (2012): 10-Year Network Development Plan 2012.
2 50Hertz et al. (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013: Zweiter Entwurf.
3 Grundlage der Untersuchung bilden die Szenarien der Studie Scholz, Y., Gils, H. C., Pregger, T., Heide, D., Cebulla, F., Cao, K. K., Hess, D., Borggrefe, F. (2014): Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. DLR-Institut für Technische Thermodynamik Stuttgart, Mai 2014.

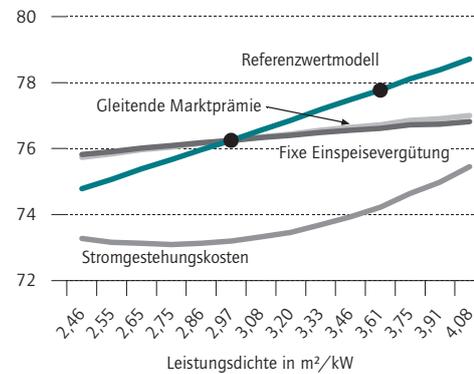
temdienliche Auslegung von Windkraftanlagen. Die Ergebnisse werden am Beispiel Boltenhagen (Ostsee) dargestellt, einem Ort mit mittelguten Windressourcen (Abbildung 2).¹⁰ Die Investoren wählen eine Windkraftanlage mit einer Leistungsdichte von 3,0 m²/kW. In Hinblick auf die angenommenen Strompreise des Jahres 2030 maximiert jedoch eine Anlage mit einer Leistungsdichte von 3,6 m²/kW den durchschnittlichen Wert der Stromproduktion im Vergleich zu den Stromgestehungskosten, was in diesem Kontext als systemdienlich interpretiert wird. Dies entspricht einer Erhöhung

10 Sofern nicht anders erläutert, gelten die Ergebnisse grundsätzlich auch an den anderen untersuchten Standorten.

Abbildung 2

Vergütungen und Stromgestehungskosten an einem Standort mit mittelguten Windressourcen

In Euro pro MWh



Exemplarische Darstellung für den Standort Boltenhagen. Durch Anpassungen der absoluten Höhen der Vergütungsniveaus könnten unnötige Profite vermieden werden.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Das Referenzwertmodell führt zu einer Auslegung der Anlagen für Schwachwinde.

der Leistungsdichte um 20 Prozent, für sehr windreiche Standorte wie Helgoland beträgt diese Abweichung sogar 49 Prozent. Bei Auslegungen mit noch höheren Leistungsdichten würden (im Jahr 2030) die zusätzlichen Kosten den zusätzlichen Stromwert übertreffen. Umgekehrt liegen bei weniger systemdienlichen Anlagen zwar die Kosten pro MWh niedriger, doch wiegt der entgangene Erlös der systemdienlicheren Schwachwindanlagen noch schwerer.

Gleitende Marktprämie schafft unter Umständen keine Anreize für längerfristig systemdienliche Anlagen

Das Modell bildet Investitionsentscheidungen im Rahmen der gleitenden Marktprämie unter der Annahme des Extremfalls ab, dass Investoren für die gesamte Lebensdauer der Anlage das heutige Strompreisprofil unverändert fortschreiben.¹¹ Die entsprechenden Ergebnisse legen nahe, dass die gleitende Marktprämie kaum Investitionsanreize für systemdienliche Windkraftanlagen bietet. Die aus Investorensicht optimale Anlage ändert sich nicht im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung.

11 Beispielsweise könnten Investoren Schwierigkeiten haben, die zukünftige Preisbildung im Strommarkt vorzusehen, und sich deswegen an historischen Preisprofilen orientieren. Diese Herangehensweise ist insbesondere in der Projektfinanzierung üblich. Bei anderen Zukunftserwartungen der Investoren könnte eine gleitende Marktprämie aber ebenfalls tendenziell systemdienlichere Schwachwindanlagen anreizen.

Dies liegt daran, dass im heutigen Stromsystem der Anteil der Windkraft noch kein Niveau erreicht hat, auf dem die Windenergie einen sehr starken Einfluss auf das Strompreisprofil hat. In anderen Worten ist eine Auslegung der Anlagen auf Schwachwinde bei den angenommenen Preisen des Jahres 2013 im Modell nicht optimal, wenn man keine signifikanten Veränderungen des Strompreisprofils – beispielsweise durch höhere Anteil erneuerbarer Energien und das Abschalten von Atomkraftwerken – erwartet. Dies deckt sich mit den beobachteten Neuinstallationen: Die nach Einführung der gleitenden Marktprämie im Jahr 2014 in Norddeutschland errichteten Windkraftanlagen waren nicht erkennbar systemdienlicher als zuvor.¹²

In Zukunft wird die zunehmende Bedeutung erneuerbarer Energien immer stärker im Strompreis widergespiegelt – mit niedrigeren Strompreisen in Zeiten von generell stärkeren Winden, und höheren Strompreisen bei schwächeren Winden. Die gleitende Marktprämie würde dann zu den richtigen Anlagenauslegungen führen, wenn Investoren derartige Preisänderungen vorhersehen könnten und nicht auf Projektfinanzierungen zurückgreifen würden, bei denen enge Vorgaben über die Sicherheit der künftigen Einnahmeflüsse erfüllt werden müssen, um Zugang zu kostengünstigem, aber risiko- und transaktionskostenscheuem Kapital zu bekommen. Die vorliegende Analyse stützt sich auf die Annahme des Extremfalls, dass Investoren keine Preisänderungen vorhersehen oder sie aufgrund spezifischer Finanzierungsmodalitäten nicht einfließen lassen können. Sie kann daher als eine Art untere Grenze im Hinblick auf die Bewertung der Anreize der gleitenden Marktprämie für tendenziell systemdienlichere Schwachwindanlagen verstanden werden. Inwieweit Änderungen der zukünftigen Strompreise in die Erwartungen der Investoren eingehen, beziehungsweise bei der Finanzierung berücksichtigt werden können, ist nicht Gegenstand dieser Analyse.¹³

Derzeit schwanken die Strompreise insbesondere nach oben hin kaum, denn der Markt ist von Überkapazitäten an Kraftwerken geprägt. Mittelfristig wird sich dies jedoch ändern, da beispielsweise alle verbleibenden Atomkraftwerke bis zum Jahr 2022 vom Netz gehen werden. Stärkere Schwankungen der Strompreise würden jedoch insbesondere den Produktionswert von weniger systemdienlichen Windkraftanlagen negativ beeinflussen, die einen großen Anteil ihrer Produktion bei starkem Wind haben.

¹² Nur in Süddeutschland wurden aufgrund der schlechteren Windverhältnisse leicht systemfreundlichere Anlagen errichtet; dies war jedoch vermutlich dort auch schon vorher der Fall. Vgl. Deutsche WindGuard (2015): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Varel, Stand 31. 12. 2014.

¹³ Vgl. Grau, T. et al. (2015), a. a. O.

Einspeisevergütung mit angepasstem Referenzertragsmodell führt mit Einschränkungen zu systemdienlicheren Anlagen

Eine Anpassung des Referenzstandortes im Referenzertragsmodell unter der fixen Einspeisevergütung setzt veränderte Anreize: Wählt man einen Referenzstandort mit geringerer durchschnittlicher Windgeschwindigkeit,¹⁴ so fällt der Referenzertrag, also der Energieertrag am Referenzstandort, von systemdienlicheren Windkraftanlagen weniger als der von anderen Anlagen. Folglich erzielen systemdienlichere Windkraftanlagen dann am Referenzstandort einen höheren Referenzertrag. Bei unveränderter Produktion am tatsächlichen Standort erreichen sie dort also weniger Prozent ihres Referenzertrages. Somit erhielten sie also die höhere Anfangsvergütung für eine längere Periode, was für Investoren attraktiv wäre.

Diese Maßnahme würde Wirkung an Orten mit mittelguten bis guten Windressourcen zeigen. In Boltenhagen – ein Standort, der fast genau dem Referenzstandort entspricht – steigt die Anzahl der Volllaststunden¹⁵ durch die geänderte Anlagenkonfiguration um zehn Prozent im Vergleich zur Einspeisevergütung mit herkömmlichem Referenzertragsmodell. Die gewählte Anlage ist systemdienlicher als die ohne die Anpassung des Referenzertragsmodells gewählte: Die Leistungsdichte steigt um 17 Prozent auf 3,5 m²/kW. Investoren erhalten dort für diese systemdienlichere Anlage die höhere Anfangsvergütung für eine längere Zeit.

Diese mögliche Reform des Referenzertragsmodells hat jedoch auch Nachteile: Zum einen wird auch an Standorten mit mittelguten Windressourcen nicht die systemoptimale Windkraftanlage erreicht. Beispielsweise liegt in Boltenhagen die Anpassung der Leistungsdichte der systemoptimalen Anlage für das Jahr 2030 noch einmal etwas höher. Außerdem geschieht diese Investitionsanpassung aufgrund der Mindest- und Höchstdauern der erhöhten Anfangsvergütung nicht an sehr günstigen beziehungsweise sehr ungünstigen Standorten¹⁶. An Standorten wie Helgoland, Frankfurt, Bremen und Hannover ändert sich nichts, weil Anlagen an diesen Orten sowohl unter dem Original- und als auch unter dem Alternativreferenzstandort die er-

¹⁴ Durchschnittlich 5,0 statt 5,5 m/s, wie vorgeschlagen von Deutsche WindGuard (2014): Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

¹⁵ Der Begriff Volllaststunden ist proportional zum tatsächlichen Ertrag im Verhältnis zur installierten Leistung und erfasst, wie viele Stunden eines Jahres eine Windkraftanlage unter voller Leistung Strom produziert, unter der Annahme, dass sämtliche erzeugte Energie gedanklich in diese Stunden verschoben würde.

¹⁶ Definiert als Orte mit einem Referenzertrag von weniger als 80 Prozent oder mehr als 130 Prozent nach ursprünglicher Referenzstandortdefinition.

höhe Vergütung für die minimale oder maximale Dauer erhalten. Da dies auf rund 50 Prozent der in Deutschland installierten Turbinen zutrifft,¹⁷ ist die Wirksamkeit dieser möglichen Reform begrenzt.

Ein „Referenzwertmodell“ kann Investitionsanreize für systemdienlichere Anlagen setzen

Eine weitere denkbare Option ist es, zusätzlich zum bestehenden Referenzertragsmodell ein neues „Referenzwertmodell“ einzuführen, mit dem die Ausbauziele erneuerbarer Energien und ihre erwarteten Auswirkungen auf den Strompreis abgebildet werden können. Dabei würde die Erwartung, dass systemdienlichere Anlagen zukünftig einen größeren Mehrwert gegenüber herkömmlichen Anlagen erzielen können, schon heute explizit in der Vergütungshöhe widerspiegelt. Dieses ist im Folgenden auf Basis der fixen Einspeisevergütung mit aktuellem Referenzertragsmodell ausgeführt, ließe sich prinzipiell jedoch auch auf entsprechende Auktionsmodelle übertragen.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft den sinkenden Marktwert des erzeugten Stroms einer spezifischen Anlage bei starken Windgeschwindigkeiten für den Standort Boltenhagen in 80 Metern Höhe für Marktpreissimulationen des Jahres 2030. Es ist zu erkennen, dass in diesem zukünftigen Stromsystem der Stromwert in windärmeren Zeiten deutlich höher liegt. Hierdurch liegen die zukünftig durchschnittlich erzielbaren Strompreise von auf Schwachwind ausgelegten Anlagen über jenen von solchen Anlagen, die einen größeren Anteil ihrer Produktion bei starkem Wind haben. Wird der Wert des produzierten Stroms dagegen nicht berücksichtigt, sondern die Anlage nur auf die niedrigsten Stromgestehungskosten ausgelegt, weist die optimale Windkraftanlage eine niedrigere Leistungsdichte auf und ist somit eher auf stärkere Windgeschwindigkeiten ausgerichtet.

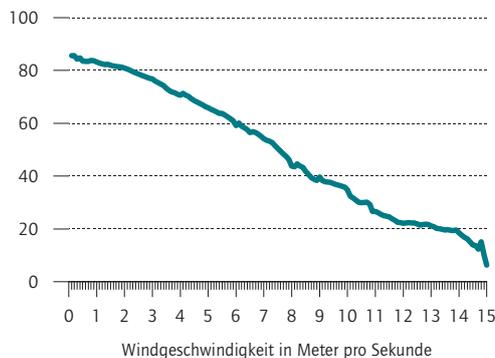
Modellrechnungen zufolge ist die Windkraftanlage, die im Jahr 2030 das günstigste Verhältnis von Marktwert und Stromgestehungskosten aufweist, eine andere als im Jahr 2013, nämlich eine deutlich stärker auf Schwachwinde ausgelegte Anlage mit höherer Leistungsdichte (Abbildung 4).

Das Referenzwertmodell zielt darauf ab, Anreize dafür zu schaffen, dass schon heute Windkraftanlagen so ausgelegt werden, dass sie optimal in das zukünftige Stromsystem passen. Das ist notwendig, wenn davon ausgegangen wird, dass Investoren Projektionen zukünftiger Strompreisprofile bei der Planung und Finanzierung von Projekten nicht berücksichtigen kön-

Abbildung 3

Marktwert von Windstrom in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit im Jahr 2030

In Euro pro MWh



Simulation basierend auf dem Modell REMix für Windgeschwindigkeiten in 80 Metern Höhe am Standort Boltenhagen. Geschwindigkeiten über 15 Metern pro Sekunde sind zusammengefasst.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

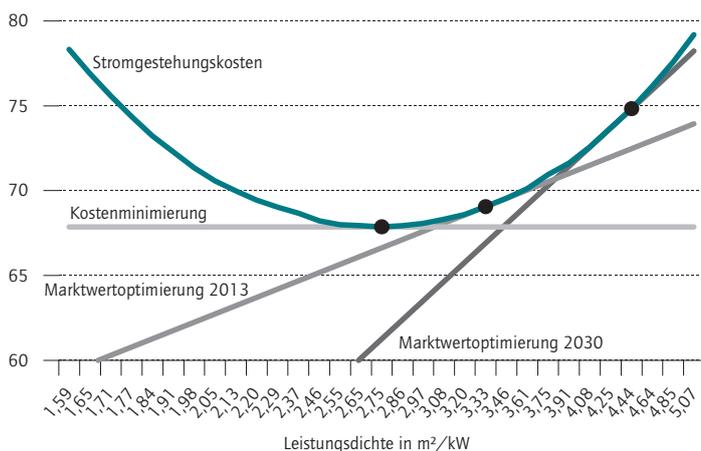
© DIW Berlin 2015

Der Marktwert nimmt zukünftig bei starkem Wind deutlich ab.

Abbildung 4

Stromgestehungskosten und Anlagenauslegungen für beispielhafte Fälle

In Euro pro MWh



Illustrative Darstellung der unterschiedlichen optimalen Anlagenkonfigurationen je nach Perspektive. Kostenminimierung: Strom wird zu den geringsten Durchschnittskosten erzeugt, unabhängig von seinem Marktwert.

Marktwertoptimierung: Der Wert des erzeugten Stroms wird gegenüber einem gegebenen Marktpreisprofil maximiert.

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Eine für das Jahr 2030 optimierte Anlage hat eine deutlich höhere Leistungsdichte (Schwachwindturbine).

¹⁷ Basierend auf Daten für die Jahre 2009 bis 2011, Deutsche WindGuard (2014), a. a. O.

Tabelle

Anzahl der Volllaststunden an exemplarischen Standorten

	Windgeschwindigkeit in 80 Metern Höhe in Metern pro Sekunde		
	Niedrig (unter 5)	Mittel (5 bis 10)	Hoch (über 10)
Mittelguter Standort (Boltenhagen)			
Häufigkeit der Windgeschwindigkeit in Prozent	30	50	20
Derzeit gewählte Anlage	124	1 629	1 502
Künftig systemoptimale Anlage	152	1 950	1 509
Windreicher Standort (Helgoland)			
Häufigkeit der Windgeschwindigkeit in Prozent	15	38	47
Derzeit gewählte Anlage	36	785	3 254
Künftig systemoptimale Anlage	57	1 226	3 531

Quelle: Berechnungen der Autoren.

© DIW Berlin 2015

Systemdienliche Anlagen erreichen insbesondere bei mittleren Windstärken mehr Volllaststunden.

nen. Dafür würde die Vergütungshöhe – derzeit anfangs 8,9 Cent pro Kilowattstunde – für jede Windkraftanlage individuell in Abhängigkeit des zukünftig zu erzielenden Strompreises ermittelt. Hierfür würde auf Basis eines hochaufgelösten Windatlasses, öffentlich verfügbar gemachten Prognosen künftiger Strompreiszeitreihen und den Leistungskennlinien der Windkraftanlagen für jede Anlage an jedem Standort berechnet, wie hoch der Marktwert ihrer Stromerzeugung in Zukunft sein wird. Dieser wäre dann bereits in der Gegenwart maßgeblich, um die anlagen- und standortspezifische Vergütungshöhe zu bestimmen.¹⁸ Somit würden Windkraftanlagen, die entsprechend der zur Verfügung gestellten Strompreiszeitreihe zukünftig einen höheren Marktwert aufweisen, schon heute eine höhere Vergütung erhalten.¹⁹

Entsprechend können systemdienlichere Anlagen – wenn der steigende Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung zu weitergehenden Preisreduktionen bei starkem Wind führt – aufgrund ihres höheren erzielten Strompreises bereits einen größeren Anteil ihrer Vergütung durch den Stromverkauf erzielen, was die EEG-Umlage senkt.

Bei einer Einspeisevergütung in Kombination mit dem Referenzwertmodell nimmt die durchschnittliche Ver-

gütung mit zunehmender Auslegung der Anlagen für Schwachwinde zu (Abbildung 2). Für die fixe Einspeisevergütung und die gleitende Marktprämie in Kombination mit dem bisherigen Referenzertragsmodell ist dies nur in sehr geringem Umfang der Fall, wobei zu beachten ist, dass die Analyse der Marktprämie auf der extremen Annahme fußt, dass Investoren das heutige Strompreisprofil für die gesamte Lebensdauer der Anlage fortschreiben.²⁰ Wählt man, ausgehend von der Anlagenwahl unter fixer Einspeisevergütung, eine eher auf Schwachwinde ausgelegte Windkraftanlage, so ist die Steigung des zukünftigen Systemwerts (zu dem die Vergütung durch das Referenzwertmodell parallel steigt) während eines bestimmten Bereichs größer als die Steigung der Kostenkurve. Das bedeutet, dass sich bei einer eher auf Schwachwind ausgelegten Anlage ein besseres Verhältnis von Erlösen zu Kosten ergibt. Dieses geschieht genau bis zu dem im Modell für 2030 ermittelten Systemoptimum (3,6 m²/kW in Boltenhagen beziehungsweise 2,6 m²/kW auf Helgoland): Auch aus Investorensicht ist nun diese zukünftig systemoptimale Windkraftanlage betriebswirtschaftlich optimal. In Tabelle 1 ist zu erkennen, dass die Anzahl der Volllaststunden der systemoptimalen Windkraftanlage insbesondere bei schwachen und mittleren Windstärken höher liegt als die Volllaststunden der unter fixer Einspeisevergütung und altem Referenzertragsmodell gewählten Anlage.

Eine Einspeisevergütung in Kombination mit dem Referenzwertmodell (sowie dem bestehenden Referenzertragsmodell) würde mehrere Vorteile bieten: Erstens wird gewährleistet, dass die systemoptimale Windkraftanlage eines sich weiterentwickelnden Stromsystems mit der privatwirtschaftlich optimalen Windkraftanlage übereinstimmt. Zweitens gibt es Investoren Planungssicherheit, da ihre Erlöse pro Kilowattstunde vorab bekannt sind. Drittens gibt dieser Ansatz keine expliziten Auslegungen vor, so dass Neutralität bezüglich der Anlagenparameter herrscht. Viertens werden solche zukünftig systemdienlichen Investitionen an allen Standorten gefördert. So reagieren Investoren auch an sehr windarmen beziehungsweise windreichen Standorten, da ihre Vergütung auch dort angepasst wird.

Alternativ könnte eine gleitende Marktprämie zu ähnlichen Ergebnissen führen, wenn Investoren korrekte Prognosen über das Profil der zukünftigen Strompreise bei der Auslegung und Finanzierung von Windturbinen berücksichtigen könnten.

¹⁸ Ob bei heutigen Investitionsentscheidungen Windkraftanlagen für das zukünftige System eines Jahres wie 2025, 2030 oder 2035 ausgelegt werden sollten, oder ob mehrere Jahre parallel berücksichtigt werden sollten, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

¹⁹ Dabei könnte die Diversifizierung der Standortwahl, die durch das heutige Referenzertragsmodell angereizt wird, erhalten bleiben, so dass dieses Bestandteil der Vergütungsberechnung bleibt.

²⁰ Die Gerade verläuft auch bei der fixen Einspeisevergütung nicht horizontal, sondern hat eine leichte Steigung, da auch das Referenzertragsmodell in seiner heutigen Form bereits leicht differenzierte Anreize für die Anlagenauslegungen gibt.

Insgesamt stellt sich bei wachsenden Anteilen von Wind- und Solarenergie die Frage, für welchem Zeithorizont Windkraftanlagen optimal ausgelegt werden sollten, und ob soziale oder privatwirtschaftliche Diskontraten bei der Bewertung künftiger Kosten und Erlöse angesetzt werden sollten. Ebenso fußt die vorgestellte Analyse des Referenzwertmodells auf der Annahme, dass eine einzelne Anlage sich in systemdienlicher Weise in das bestehende System einfügt. Die konkrete Anzahl an verschiedenen ausgelegten Anlagen wird hier nicht betrachtet. So könnte eine sehr große Zahl von Schwachwindturbinen ebenfalls zu sinkenden Preisen in Schwachwindphasen führen. Auch wenn eine höhere Anzahl von Schwachwindanlagen tendenziell zu einer effizienteren Ausgestaltung des Stromsystems führen kann, wäre die Ermittlung eines gesamten Systemoptimums eine andere Fragestellung.

Die hier vorliegende Betrachtung stellt dabei den grundsätzlichen Mechanismus vor. Eine Diskussion über eine konkrete Festlegung von Zielen und Ausgestaltungsmöglichkeiten und die damit verbundenen Herausforderungen soll hier nicht in allen Aspekten geführt werden. Auf alle Fälle wäre es sinnvoll, einen hochaufgelösten Windatlas zur allgemeinen Verfügung zu stellen.

Fazit

Systemdienliche Windkraftanlagen können künftig einen Baustein für eine kostengünstige Energiewende darstellen. In einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien produzieren systemdienliche Windkraftanlagen – im Gegensatz zu auf maximalen Stromertrag ausgelegten Anlagen – mehr Strom bei schwachem Wind, also dann, wenn der Wert des Stroms vergleichsweise hoch ist. Dafür ist die Stromerzeugung bei Starkwind geringer. Dadurch fallen geringere Stromüberschüsse bei starkem Wind an, wenn der Wert des Stroms ohnehin niedriger liegt. Schwachwindturbinen haben im Gegensatz zu Starkwindturbinen höhere Nabenhöhen beziehungsweise längere Rotorblätter, bei gleichbleibenden oder geringeren Generatorleistungen.

Die in Deutschland früher vorherrschende fixe Einspeisevergütung gab für Investoren primär Anreize, möglichst viel Strom zu produzieren, unabhängig vom Zeitpunkt der Stromerzeugung. Wir zeigen, dass die Einführung der gleitenden Marktprämie unter der Annahme kurzfristiger Investoren, die das heutige Marktpreisniveau unverändert für die Zukunft fortschreiben, beziehungsweise diese Annahme bei der Finanzierung der Anlage eingehen lassen, kaum Anreize für Schwachwindturbinen setzt. Grund hierfür ist, dass der Anteil

der Windkraft an der Stromversorgung bisher noch zu niedrig ist, um einen großen Einfluss auf die Strommarktpreise zu haben.

Eine leichte Verstärkung der Anreize für systemdienliche Anlagenauslegungen könnte für Orte mit mittelguten Windressourcen durch eine Änderung der Referenzstandortdefinition im bestehenden Referenzertragsmodell erreicht werden. Hierdurch würden an Standorten mit mittelstarken Windstärken Schwachwindturbinen stärker gefördert als andere Anlagen. Dabei würde die längerfristig optimale Auslegung der Anlagen den Modellrechnungen zufolge jedoch auch nicht erreicht.

Die Ergänzung des bestehenden Referenzertragsmodells durch ein neues, sogenanntes Referenzwertmodell könnte dazu führen, dass schon heute Anreize für solche Anlagenauslegungen gegeben werden, die künftig systemdienlich sind. Dies wird dadurch erreicht, dass sich die Vergütung der Anlagen am erwarteten zukünftigen Marktwert ihrer Stromproduktion orientiert, wobei die Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und dem von diesen Anlagen zukünftig erzielten durchschnittlichen Strompreis minimiert wird. Dabei werden durch das Referenzwertmodell systemdienliche Anlagenparameter nicht explizit vorgegeben. Vielmehr werden auf Basis eines Strommarktmodells künftige Marktpreise berechnet, auf Grundlage derer Anreize für solche Anlagen gegeben werden, die zukünftig den größten Wert für das Stromsystem haben. Im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung steigt die Anzahl der Volllaststunden in den berechneten Beispielen vor allem bei Standorten mit schwachem und mittlerem Wind deutlich. Dabei ist hervorzuheben, dass eine solche Reform an allen Standorten zur Förderung systemdienlicher Anlagen führen könnte. Vorher müssten jedoch diverse Fragen der konkreten Ausgestaltung und der praktischen Umsetzung des Referenzwertmodells sowie die Interaktionen mit dem bestehenden Referenzertragsmodell untersucht werden.

Ähnliche Fragen der systemdienlichen Anlagenauslegung ergeben sich auch bei der Photovoltaik in Hinblick darauf, inwiefern eine Ost- beziehungsweise Westausrichtung von Panels die Systemdienlichkeit erhöht.²¹ Ob eine äquivalente Vergütung über ein Referenzwertmodell auch für Photovoltaikanlagen eine systemoptimale Auslegung anreizen könnte, ist eine offene Forschungsfrage.

²¹ Vgl. beispielsweise Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2014): Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

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

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

Frieder Borggrefe ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | frieder.borggrefe@dlr.de

MARKET INCENTIVES FOR SYSTEM-FRIENDLY DESIGNS OF WIND TURBINES

Abstract: Up until now, wind turbines have been designed to generate electricity at the lowest possible total cost, independent of this electricity's market value. With an increasing penetration of wind power in the system, the market value of electricity generated by wind turbines is declining, since wind turbines tend to produce electricity at the same time. For this reason, it will be important in the future to design wind turbines in a system-friendly manner so that a larger proportion of electricity generation occurs in hours with lower wind speeds. This can be achieved with higher towers, longer rotor blades, and generators with comparatively low power rating.

According to model calculations, a fixed feed-in tariff provides insufficient incentives for such plant designs, which

would be especially system-friendly in the context of further expansion of renewable energies. Likewise, direct marketing with a floating market premium does not provide adequate incentives if investors take the current electricity prices as a basis for their planning and project financing. By contrast, in a new instrument that is being proposed here—the so-called “production volume-based benchmark approach”—the level of the feed-in tariff is based on the expected future market value of the wind turbine's electricity. In this way, incentives for investments in plants that will be especially system-friendly in the future could already be created in the present. At the same time, questions regarding the actual design and the practical implementation still need to be resolved.

JEL: Q42, Q55, O38

Keywords: Feed-in tariff, wind turbine technology, wind power investments



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

Herausgeber

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

Chefredaktion

Sylvie Ahrens-Urbaneck
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Marie Kristin Marten
Dr. Wolf-Peter Schill
Dr. Vanessa von Schlippenbach

Lektorat

Alexander Zerrahn

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

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

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, 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.