

# Verpflichtende Direktvermarktung von Windenergie erhöht Finanzierungskosten

Von Thilo Grau, Karsten Neuhoff und Matthew Tisdale

Mit dem reformierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) des Jahres 2014 wurde stufenweise eine verpflichtende Direktvermarktung für Ökostrom eingeführt. Betreiber größerer Windkraftanlagen müssen ihre Stromproduktion demnach am Strommarkt verkaufen. Sie erhalten zusätzlich zum Großhandelspreis eine gleitende Marktprämie, die sich am durchschnittlichen Marktwert des gesamten Windstroms in Deutschland orientiert. Die verpflichtende Direktvermarktung beeinflusst sowohl die Kosten als auch die Erlöse der Anlagenbetreiber. Insbesondere die Kosten des Ausgleichs von Prognoseabweichungen sowie die Erlösänderungen aufgrund standortspezifischer Erzeugungsprofile schaffen neue Risiken für Investoren und können die Finanzierungskosten bei projektfinanzierten Windkraftanlagen erhöhen. In verschiedenen Szenarien wurden die Größenordnungen dieser Effekte untersucht. Je nach getroffenen Annahmen können sich aufgrund der verpflichtenden Direktvermarktung zusätzliche Förderkosten für Neuanlagen von drei bis zwölf Prozent ergeben. Die Sicherstellung niedriger Finanzierungskosten sollte bei der Weiterentwicklung des EEG daher ein wichtiges Kriterium sein.

Zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde in Deutschland im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch erhöhte sich dadurch von rund sechs Prozent im Jahr 2000 auf knapp 28 Prozent im Jahr 2014.<sup>1</sup> Das EEG, das zwischenzeitlich mehrfach reformiert wurde, garantierte ursprünglich feste technologiespezifische Vergütungen für die Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien. Mit der EEG-Novelle des Jahres 2012 wurde eine Wahlmöglichkeit zwischen einer festen Einspeisevergütung und einer sogenannten gleitenden Marktprämie eingeführt, um die freiwillige Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen anzureizen. Dabei können Betreiber von EEG-Anlagen ihren Strom am Markt selbst verkaufen oder einen Direktvermarkter hierfür beauftragen. Sie erhalten neben den erzielten Verkaufserlösen für jede verkaufte Kilowattstunde Elektrizität eine Prämie, die sich aus der Differenz zwischen einem im EEG festgelegten Vergütungssatz und dem durchschnittlichen Marktwert der Stromerzeugung der jeweiligen Technologie ergibt. Die Option der Direktvermarktung war insbesondere aufgrund einer nach dem EEG 2012 zusätzlich gewährten Managementprämie und wegen der jederzeitigen Rückkehrmöglichkeit in die bewährte Einspeisevergütung für die Betreiber bestehender Windkraftanlagen sehr attraktiv. Im Dezember 2014 wurde die Stromerzeugung von Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung von fast 32 Gigawatt über die Marktprämie direkt vermarktet.<sup>2</sup>

Das aktuelle EEG 2014 schafft diese Wahlmöglichkeit für größere Neuanlagen ab und führt stufenweise die verpflichtende Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie ein, um erneuerbare Energien besser in den existierenden Strommarkt zu integrieren. Seit

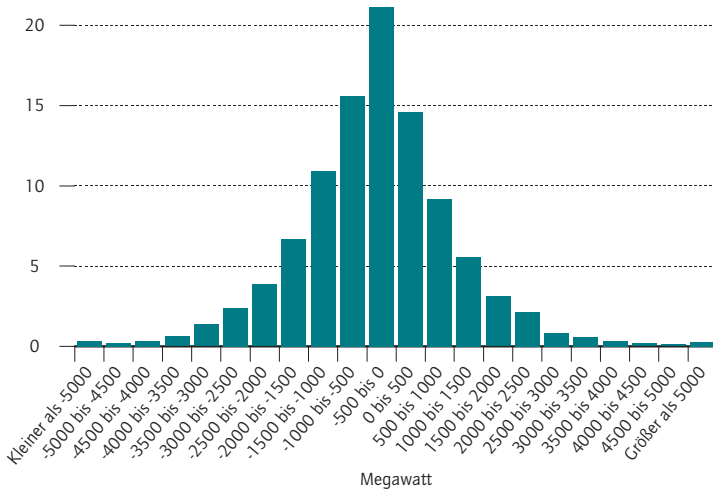
<sup>1</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Februar 2015.

<sup>2</sup> 50Hertz, TransnetBW, TenneT, Amprion (2014): Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

Abbildung 1

**Verteilung der stündlichen Abweichungen zwischen Windenergieeinspeisung und Vortagsprognose in der Regelzone von Tennet 2012**

Häufigkeiten bestimmter Größenklassen in Prozent



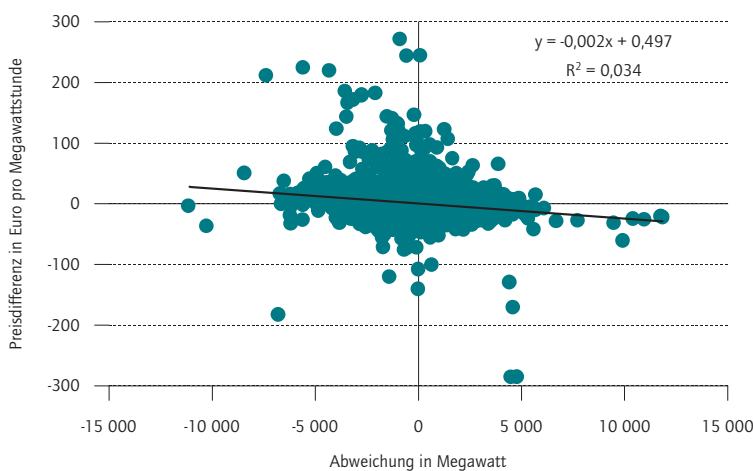
Quellen: Tennet; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Die Vortagsprognosen überschätzen tendenziell die Windenergieeinspeisung.

Abbildung 2

**Stündliche Abweichungen zwischen Windenergieeinspeisung und Vortagsprognosen sowie zwischen Intraday- und Day-Ahead-Preisen 2012**



Exemplarisch dargestellt für die Regelzone von Tennet.

Quellen: Tennet; EPEX Spot; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Bei überhöhten Vortagsprognosen sind die Intraday-Preise tendenziell höher.

1. August 2014 ist die Direktvermarktung Pflicht für Strom aus Neuanlagen, deren Leistung 500 Kilowatt (kW) übersteigt.<sup>3</sup> Ab 2016 wird die verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen über 100 kW gelten.

Die Änderungen des EEG 2014 beeinflussen sowohl die Erlöse als auch die Kosten von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Investoren müssen jetzt die Kosten von Prognoseabweichungen berücksichtigen. Zudem kann es je nach Erzeugungsprofil des Standorts Abweichungen gegenüber dem durchschnittlich erzielbaren Marktwert geben. Darüber hinaus besteht Unsicherheit über die Entwicklung dieser Erlöse beziehungsweise Kosten. Am DIW Berlin wurden mögliche Größenordnungen der Kosten von Prognoseabweichungen sowie der standortspezifischen Unterschiede bei den Erlösmöglichkeiten berechnet. Zudem wurde analysiert, wie diese neuen Kosten sowie die Unsicherheiten über ihre künftige Entwicklung sich bei der Finanzierung von Windenergieprojekten an Land auf die Kapitalstrukturen und die Finanzierungskosten auswirken könnten.<sup>4</sup>

**Prognoseabweichungen erhöhen die Kosten für Anlagenbetreiber**

Die tatsächliche Stromproduktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen weicht regelmäßig von den am Vortag erstellten Prognosen ab. Ein Anlagenbetreiber – oder ein von ihm beauftragter Direktvermarkter – verkauft zunächst Strom entsprechend der prognostizierten Stromerzeugung am Day-Ahead-Markt und muss dann im Fall von Prognoseabweichungen durch Handel im Intraday-Markt seine Position der tatsächlichen Windstromerzeugung anpassen (Abbildung 1).

Dabei ergeben sich je nach Minder- oder Mehrproduktion zusätzliche Kosten oder Erlöse. Die Kosten der Prognoseabweichungen können als Produkt der Abweichungen zwischen tatsächlicher und prognostizierter Windenergieeinspeisung und der Differenz zwischen Intraday- und Day-Ahead-Strompreisen berechnet werden (Kasten). Wenn die Windenergieeinspeisung die Prognosen übersteigt, sind die Intraday-Preise meist niedriger als die Day-Ahead-Preise und umgekehrt (Abbildung 2).

Basierend auf den historischen Marktpreisen und Daten zur Windenergieeinspeisung lassen sich durchschnittliche jährliche Kosten der Prognoseabweichungen berech-

<sup>3</sup> Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014).

<sup>4</sup> Für Details der Berechnungen siehe Tisdale, M., Grau, T., Neuhoff, K. (2014): Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance. DIW Berlin Discussion Paper 1 387.

Kasten

### Methodik der Berechnungen

Die stündlichen Kosten der Prognoseabweichungen können als Produkt der Abweichungen zwischen tatsächlicher Windenergieeinspeisung (Hochrechnungen) und am Vortag prognostizierter Einspeisung sowie der Differenz zwischen Intraday- und Day-Ahead-Strompreisen berechnet werden. Die Berechnungen basieren auf den von den Übertragungsnetzbetreibern publizierten prognostizierten und tatsächlichen Windenergieeinspeisungsdaten der Regelzonen von Tennet und 50Hertz, sowie auf Preisdaten der EPEX Spot, wobei für jede Stunde „Letzte Preise“ des Intraday-Handels genutzt wurden. Dies entspricht der Annahme einer Vermarktung der Abweichungen zum letztmöglichen Zeitpunkt. Es gilt dabei die Annahme, dass 100 Prozent der Vortagsprognose am Day-Ahead-Markt verkauft werden. Nach dem Handelsschluss des Intraday-Marktes verbleibende Prognoseabweichungen müssen gegebenenfalls durch den Einsatz von Regelernergie ausgeglichen werden. Die dabei anfallenden Ausgleichs-

energiekosten wurden in der vorliegenden Analyse nicht betrachtet.

Für die Berechnung der standortspezifischen Erlösmöglichkeiten wurden drei exemplarische Standorte in Nord-, Mittel- und Süddeutschland betrachtet, für die aus stündlichen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten des Deutschen Wetterdienstes Windenergieeinspeisungen berechnet wurden.

Das Cash-Flow-Modell berechnet für die Projektfinanzierung von Windkraftanlagen die Fremdkapitalanteile sowie die Eigenkapitalrendite. Das Modell unterstellt spezifische Investitionskosten von 1 400 Euro je kW, eine durchschnittliche Auslastung der Windenergieanlagen von 19 Prozent, eine Schuldendeckungsquote von 1,1, eine Kreditlaufzeit sowie Lebensdauer der Projekte von 20 Jahren und Fremdkapitalkosten von 3,5 Prozent.

Tabelle 1

### Kosten der Prognoseabweichungen bezogen auf Vermarktungserlöse

In Prozent

|      | Tennet | 50Hertz |
|------|--------|---------|
| 2010 | 3,5    | 4,3     |
| 2011 | 2,7    | 2,9     |
| 2012 | 1,5    | 3,8     |

Quelle: 50Hertz; Tennet; EPEX Spot; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Die Kosten der Prognoseabweichungen lagen im Durchschnitt bei etwa drei Prozent.

nen (Tabelle 1). Sie betragen bezogen auf die Vermarktungserlöse an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten durchschnittlich drei Prozent. In einzelnen Monaten und Regelzonen kann dieser Wert jedoch deutlich höher liegen.

### Standortspezifische Faktoren können Erlöse zusätzlich beeinflussen

Die Erlöse von Windkraftanlagenbetreibern setzen sich zusammen aus den Vermarktungserlösen und den Erlösen aus der gleitenden Marktprämie. Die Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen den im EEG

festgelegten anlagenspezifischen Fördersätzen und dem durchschnittlichen Marktwert der Stromerzeugung aller Windkraftanlagen an Land des Vormonats. Unterscheidet sich die standortspezifische stündliche Stromproduktion einer Windkraftanlage von der durchschnittlichen Windstromeinspeisung in Deutschland, weichen auch die Erlöse dieser Anlage von dem im EEG festgesetzten Fördersatz ab. Dadurch können grundsätzlich Mehr- oder Mindererlöse generiert werden, in jedem Fall aber erhöht sich aus Investorenperspektive die Unsicherheit der Erlösmöglichkeiten.

Die Berechnungen verdeutlichen, dass die Erlösmöglichkeiten sich an verschiedenen Standorten in Deutschland erheblich unterscheiden können. Die Betrachtung exemplarischer Standorte zeigt, dass die Erlöse im Einzelfall deutlich unter dem Durchschnitt liegen können.<sup>5</sup>

### Direktvermarktung senkt Fremdkapitalanteile und erhöht Finanzierungskosten

Um die Auswirkungen der Kosten von Prognoseabweichungen, der standortspezifischen Erlösschwankungen sowie der dazugehörigen Unsicherheiten auf die Kapitalstrukturen und die Finanzierungskosten von Windkraftprojekten zu analysieren, wurden die berechneten Werte als Eingangsparameter eines Cash-Flow-Modells

<sup>5</sup> Zur detaillierten Berechnungsmethode vgl. Tisdale, M., Grau, T., Neuhoff, K. (2014), a. a. O.

für Szenarioanalysen genutzt. Unter der Annahme, dass Windkraftanlagen projektfinanziert werden, ermittelt das entwickelte Modell die Eigen- und Fremdkapitalanteile sowie die Eigenkapitalrendite (Kasten).<sup>6</sup> Es wurden folgenden Szenarien definiert:

- „Risikolos“: Keine neuen Kosten und Risiken. Dies entspricht im Wesentlichen einer Fortführung des EEG ohne verpflichtende Direktvermarktung. Die Kosten der Prognoseabweichungen werden somit nicht vom Betreiber der Windkraftanlage getragen.
- „Risikoneutral“: Kosten der Prognoseabweichungen in Höhe von drei Prozent werden von den Anlagenbetreibern getragen. Dies entspricht dem durchschnittlich ermittelten historischen Wert. Es wird zudem davon ausgegangen, dass es keine standortspezifischen Erlösminderungen gibt.
- „Risikoavers“: Aus Investorenperspektive wird ein pessimistischerer Wert von acht Prozent Prognoseabweichungskosten angenommen. Zudem werden um sieben Prozent niedrigere standortspezifische Einnahmen unterstellt. In diesem Szenario nehmen Fremdkapitalinvestoren somit eine konservative Perspektive ein, indem sie eher unvorteilhafte Werte zu Grunde legen.
- „Asymmetrie“: Kombination aus risikoneutraler Eigenkapitalinvestition und konservativer Darlehensvergabe. Der Eigenkapitalinvestor nimmt hinsichtlich der Einnahmen die Werte des Szenarios „Risikoneutral“ an, während für die Kreditgewährung die Werte des Szenarios „Risikoavers“ gelten. Somit simuliert das Szenario „Asymmetrie“ die Perspektive eines Eigenkapitalinvestors, der bereit ist, mehr Risiken als ein Kreditgeber zu tragen.

Die Simulationsergebnisse zeigen, wie bei einer angenommenen festen Vergütung von 89 Euro je MWh mit steigenden Kosten beziehungsweise Risiken der Fremdkapitalanteil und die Eigenkapitalrendite sinken. Der Fremdkapitalanteil sinkt gegenüber dem Basisszenario um rund zwei bis elf Prozent und die Eigenkapitalrendite um 29 Prozent bis 101 Prozent (Tabelle 2).

Während für Bürgerenergiegenossenschaften bereits Renditen von etwa fünf Prozent akzeptabel sind, erwarten kommerzielle und institutionelle Investoren höhere Eigenkapitalrenditen in der Größenordnung von

<sup>6</sup> Zur detaillierten Modellstruktur und zur Wahl der Parameter vgl. Tisdale, M., Grau, T., Neuhoﬀ, K. (2014), a. a. O.

Tabelle 2

**Fremdkapitalanteil und Eigenkapitalrendite in den Szenarien bei unveränderter EEG-Vergütung**  
In Prozent

| Szenario      | Fremdkapitalanteil | Eigenkapitalrendite |
|---------------|--------------------|---------------------|
| Risikolos     | 85,2               | 10,8                |
| Risikoneutral | 83,2               | 7,7                 |
| Risikoavers   | 76,1               | -0,1                |
| Asymmetrie    | 76,1               | 6,2                 |

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Die Eigenkapitalrendite unterscheidet sich stark zwischen den Szenarien.

etwa acht Prozent bei Investitionen in große Windkraftanlagen.<sup>7</sup>

**Möglicher Anstieg der Förderkosten durch veränderte Risikoallokation**

Szenarioanalysen erlauben eine direkte Quantifizierung der zusätzlichen Förderkosten, die sich durch eine Übernahme der Kosten der Prognoseabweichungen und standortspezifische Erlörisiken durch die Investoren ergeben würden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die gleiche installierte Windkraftleistung erreicht werden soll.

Dazu wird die EEG-Vergütung in jedem Szenario jeweils so gesetzt, dass Eigenkapital mit acht Prozent verzinst wird, sprich eine auskömmliche Rendite für kommerzielle und institutionelle Eigenkapitalinvestoren erreicht wird. (Tabelle 3). Der Fremdkapitalanteil ändert sich für das jeweilige Szenario aufgrund linearer Abschreibung und steigenden variablen Betriebs- und Wartungskosten.

Wenn die Kosten der Prognoseabweichung, gemäß unseren Berechnungen im Durchschnitt drei Prozent der Einnahmen, vom Netzbetreiber auf den Anlagenbetreiber übertragen werden und wenn diese Kosten fest prognostizierbar für die Anlagenlaufzeit wären, dann entstehen zunächst keine zusätzlichen Risiken. Der Anstieg der EEG-Vergütung (und dadurch bedingt der EEG-Umlage) im Szenario „Risikoneutral“ gegenüber dem Szenario „Risikolos“ wird kompensiert durch

<sup>7</sup> Werte basieren auf Interviews verschiedener Investoren. Neun Prozent Eigenkapitalrendite für Wind onshore gemäß Kost, C. et al. (2013): Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies. November 2013. Fraunhofer ISE, Freiburg.

Tabelle 3

**Erforderliche EEG-Vergütung zur Erreichung einer Eigenkapitalrendite von acht Prozent**

|               | EEG-Vergütung in Euro pro Megawattstunde | Neuer Fremdkapitalanteil in Prozent |
|---------------|--|-------------------------------------|
| Risikolos     | 87,78                                    | 83,7                                |
| Risikoneutral | 89,16                                    | 83,4                                |
| Risikoavers   | 94,38                                    | 82,9                                |
| Asymmetrie    | 90,50                                    | 78,0                                |

Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Im Szenario „Risikoavers“ ist der Förderbedarf am höchsten.

eine Reduktion der Kosten der Netzbetreiber und somit der Netzentgelte.<sup>8</sup>

Wenn jedoch die Anlagenbetreiber schwankende Kosten der Prognoseabweichungen tragen müssen, dann wird zugleich ein Risiko auf sie übertragen. Wenn zusätzlich das standortspezifische Erlörisiko übertragen wird, dann müsste im Szenario „Risikoavers“ die EEG-Vergütung auf 94,38 Euro je MWh, also um über fünf Euro je MWh gegenüber dem risikoneutralen Szenario angehoben werden. Bei einem längerfristig angenommenen Großhandelsmarktwert von Windenergie von 45 Euro je MWh und somit einer Förderkomponente von gut 49 Euro je MWh würden somit die Förderkosten gegenüber dem risikoneutralen Szenario um zwölf Prozent steigen.

Wenn der Eigenkapitalinvestor als risikoneutral gilt und nur die Fremdkapitalgeber konservative Annahmen zur Erlösentwicklung machen („Asymmetrie“), dann müsste die EEG-Vergütung nur um gut einen Euro je MWh und die Förderkosten um drei Prozent gegenüber dem risikoneutralen Szenario steigen.

Wenn Investoren davon ausgehen, dass die verpflichtende Einführung der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie nur diese zwei Risikokomponenten beinhaltet, wäre demnach bei den getroffenen Szenarioannahmen mit einer Erhöhung des Förderbedarfs um drei bis knapp zwölf Prozent für Neuanlagen auszugehen.

Allerdings werden in unseren Berechnungen weitere Risikofaktoren nicht berücksichtigt. So steigt mit der zusätzlichen Komplexität der gleitenden Marktprämie

gegenüber einer festen Einspeisevergütung die Wahrscheinlichkeit von nachträglichen Anpassungen, zum Beispiel auf Entwicklungen des Strommarktdesigns, die sich unter Umständen auch negativ auf die Erlöse auswirken können.

Zugleich werden in unseren Berechnungen mögliche Effizienzgewinne beim Anlagenbetrieb, die durch die Anreize für bessere Windprognosen angereizt werden sollen, nicht berücksichtigt. Die Direktvermarktung könnte in einer längerfristigen Perspektive zu marktgerechteren Standorten und Anlagenauslegungen beitragen. Aus heutiger Sicht ist allerdings unklar, wie hoch diese Effizienzgewinne sein könnten und ob zu ihrer Erschließung die oben dargestellte Verlagerung von Risiken auf Anlagenbetreiber notwendig ist oder ob andere Kombinationen aus Marktgestaltung und Anreizen möglich sind. So ist davon auszugehen, dass mit der Einführung untertägiger Auktionen, wie zum Beispiel der von EPEX Spot durchgeführten Viertelstundenauktion, regulierte und nichtregulierte Marktteilnehmer im Intraday-Markt die gleichen Erlöse erzielen und systemorientiert handeln können.

**Aktuelle Ausbauerfolge nicht auf verpflichtende Marktprämie zurückzuführen**

Trotz des zusätzlichen Investitionsrisikos ist in Deutschland im Jahr 2014 die installierte elektrische Leistung der Windkraftanlagen an Land gegenüber dem Vorjahr um 4,4 GW auf 38,1 GW gestiegen.<sup>9</sup> Die Gesamtinvestitionskosten der Windenergie an Land in Deutschland waren zwischen 2006 und 2012 relativ stabil und haben sich vermutlich auch 2014 nicht wesentlich verändert.<sup>10</sup> Während der anzulegende Wert (Grundwert) des EEG 2014 im Vergleich zum EEG 2012 für Windkraftanlagen an Land um 1,6 Prozent erhöht wurde, wurde der Anfangswert (für die ersten Jahre ab der Inbetriebnahme der Anlage) um 0,3 Prozent reduziert. Die Managementprämie für Windkraftanlagen an Land betrug 1,2 Cent je kWh im Jahr 2012. Sie ist mit dem EEG 2014 für Neuanlagen eingepreist. Gegenüber Anlagen, die im Rahmen des EEG 2012 eine Marktprämie erhalten haben, wurde der Fördersatz im EEG 2014 damit um 16 Prozent (bei fünf Jahren mit hohem Anfangswert) beziehungsweise zwölf Prozent (bei 20 Jahren mit hohem Anfangswert) gesenkt.

Somit verbleiben als die wichtigsten Erklärungsfaktoren die günstigen Finanzierungsrahmenbedingungen über KfW und kommerzielle Banken (historisch

<sup>8</sup> Vor der Einführung der Direktvermarktung fielen die Kosten der Prognoseabweichungen zunächst bei den Netzbetreibern an und wurden dann über die Netzentgelte an die Endkunden weiter gereicht.

<sup>9</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015), a. a. O.

<sup>10</sup> Deutsche WindGuard (2014): Kostensituation der Windenergie an Land, Internationaler Vergleich.

niedrige Zinsraten von durchschnittlich 2,2 Prozent Ende 2014 gegenüber 3,6 Prozent Anfang 2012)<sup>11</sup> und sogenannte Vorzieheffekte aufgrund beschleunigter Projektentwicklungen, um Unsicherheiten beim angekündigten Übergang in ein Ausschreibungssystem zu vermeiden.

### Fazit

Die EEG-Reform 2014 birgt für neue Windkraftanlagen das Risiko zusätzlicher Kosten sowie niedrigerer Erlöse, wodurch sich die Finanzierungskosten erhöhen können. Insbesondere zwei Änderungen, die sich aus der nunmehr verpflichtenden Direktvermarktung ergeben, haben einen großen Einfluss. Einerseits ergeben sich dadurch, dass die Anlagenbetreiber die Kosten der Prognoseabweichungen tragen müssen, steigende und zudem unsichere Betriebskosten. Andererseits kann durch standortspezifische Windkraftprofile, die vom durchschnittlichen Windenergieeinspeiseprofil in Deutschland abweichen, die Kombination aus Strommarktpreis und Marktprämie geringer als die frühere Einspeisevergütung ausfallen.

---

<sup>11</sup> Deutsche Bundesbank (2015): Zeitreihe BBK01.SUD119, Effektivzinssätze Banken DE/Neugeschäft/Wohnungsbaukredite an private Haushalte mit anfänglicher Zinsbindung über zehn Jahre als Indikator für langfristige Darlehensvergaben an Kundengruppen mit geringen Risiken.

**Thilo Grau** ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [tgrau@diw.de](mailto:tgrau@diw.de)

**Karsten Neuhoﬀ** ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | [kneuhoﬀ@diw.de](mailto:kneuhoﬀ@diw.de)

Berechnungen dieser Faktoren auf Basis historischer Daten zeigen, dass die durchschnittlichen Kosten der Prognoseabweichungen etwa drei Prozent der Stromvermarktungserlöse betragen, und dass sie in einzelnen Monaten und Regelzonen deutlich höhere Werte erreichen können. Weiterhin können bei exemplarischen Standorten die Erlöse deutlich unter dem Durchschnitt liegen.

Aufgrund der zusätzlichen Risiken können sich die Investitionsmöglichkeiten bei Windenergieprojekten unvorteilhaft entwickeln. Die Simulationsergebnisse einer Cash-Flow-Modellierung zeigen, dass je nach angenommenem Szenario der Fremdkapitalanteil um zwei bis elf Prozent sinken kann, während sich die Eigenkapitalrendite stark verringern kann. Dies kann in den betrachteten Szenarien zu erhöhten Förderkosten für Neuanlagen von drei bis knapp zwölf Prozent führen, die letztendlich von den Stromkunden getragen werden müssten.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass bereits kleine Änderungen, wie der Übergang von einer optionalen auf eine verpflichtende Direktvermarktung mit einer gleitenden Marktprämie bei der EEG-Reform 2014, erhebliche Auswirkungen auf die Projektfinanzierung für neue Windkraftanlagen haben können. Bei der künftigen Weiterentwicklung des EEG sollte die Sicherstellung niedriger Finanzierungskosten daher ein wichtiges Kriterium sein.

**Matthew Tisdale** war Humboldt-Stipendiat am DIW Berlin und ist jetzt Energy Advisor bei der California Public Utilities Commission

---

## MANDATORY DIRECT MARKETING OF WIND POWER INCREASES FINANCING COSTS

---

**Abstract:** The 2014 reform of the Renewable Energy Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, or EEG) entailed that a mandatory direct marketing of green electricity be introduced in phases. According to this law, operators of larger wind turbines must sell their electricity production on the electricity market. In addition to the wholesale price they receive a floating market premium, which is based on the average market value of all wind power in Germany. The mandatory direct marketing affects both the costs incurred, as well as the revenues earned, by the plant operator. The costs of com-

pensating for forecast deviations in particular, as well as the changes in revenue due to differences in site-specific production profiles, create new risks for investors, and can increase the project-based financing costs of wind turbines. The dimensions of these effects were examined in various hypothetical scenarios. Depending on the underlying assumptions, mandatory direct marketing may create additional support costs ranging from 3 to 12 percent for new wind turbines. Ensuring favorable financing costs should therefore be an important criterion in the further development of the EEG.

JEL: G32, L51, L94

**Keywords:** Feed-in tariff, project finance, wind 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  
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  
Dr. Kurt Geppert

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Andreas Harasser  
Sebastian Kollmann  
Dr. Claudia Lambert  
Marie Kristin Marten  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Lektorat

Dr. Jochen Diekmann  
Dr. Friedrich Kunz

#### 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.