

Der regionale Wert der Windkraft wird künftig für die Direktvermarktung wichtiger werden. Welche Erlöse sich für die Betreiber von Windparks erzielen lassen, hängt auch davon ab, wie diese den Wert ihres Beitrags zur Stromversorgung einschätzen können.



Mehr wertgeschätzt

EEG 2014: Erlösgutachten zeigen, wo Windprojekte künftig Geld einbringen. Und wie viel.

Am 8. April 2014 hat die Bundesregierung die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) beschlossen und damit den ordnungspolitischen Rahmen für künftige Erneuerbare-Energien-Projekte festgelegt. Für die Onshore-Windenergie führt die Politik so unter anderem für Neubauprojekte die verpflichtende Direktvermarktung ein, sie senkt die Vergütungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung an windhöffigen Standorten und reduziert für Bestandsanlagen die Managementprämie auf vier Euro pro Megawattstunde (MWh) ab 2015. Mit diesen politischen Maßnahmen steigt die Bedeutung von Großhandelserlösen für Windprojekte. Energiewirtschaftliche Analysen zur Bestimmung von projektspezifischen Großhandelserlösen (projektspezifischer Marktwert) werden erforderlich, um die daraus resultierenden Chancen und Risiken für die Marktteilnehmer bewerten zu können.

Im EEG 2012 wurde für die Vermarktung von Windstrom eine fixe Einspeisevergütung und eine optionale Direktvermarktung (Marktprämienmodell) festgelegt. Die fixe Einspeisevergütung wird

auf jede eingespeiste Kilowattstunde (kWh) gezahlt – unabhängig vom Zeitpunkt der Netzeinspeisung. Das Erlösrisiko reduzierte sich hierbei bisher auf das Ertragsrisiko. Ein Preisrisiko kennt die fixe Einspeisevergütung nicht.

Rund 85 Prozent der installierten Windkraft wird jedoch schon jetzt direkt vermarktet. Die Betreiber können hierbei ihre Erlöse maximieren, ohne ein zusätzliches (Preis-)Risiko zu übernehmen. Grund hierfür ist der finanzielle Anreiz der Managementprämie, die im Rahmen der optionalen Direktvermarktung als Ergänzung zusätzlich zum fixen Einspeisetarif gezahlt wird. Die Direktvermarkter bieten den Betreibern eine Vergütung oberhalb des Einspeisetarifs an und übernehmen das vollständige Vermarktungsrisiko. Diese Entwicklung hat zwei Gründe:

1. Das Hauptziel der Direktvermarkter war der Aufbau eines möglichst großen Vermarktungsportfolios. Sie konnten aufgrund der zeitweise großzügig ausgestatteten Managementprämie und des wachsenden Vermark-



Die Differenz zwischen bundesweitem und projektspezifischem Marktwert ist der Treiber für die Mehrerlöschance oder das Mindererlösrisiko.

tungsportfolios die Einzelrisiken eines Windparks kompensieren.

2. Gleichzeitig waren die Direktvermarkter gezwungen, einen Preis oberhalb der fixen Einspeisevergütung anzubieten, weil sonst die Betreiber in der fixen Einspeisevergütung geblieben wären.

Betreiber an Preisrisiko beteiligt

Mit dem EEG 2014 und der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung wird der Betreiber jedoch mittelbar am Preisrisiko beteiligt. Dies hat direkten Einfluss auf die Verhandlungsposition der Betreiber und Direktvermarkter. Der Betreiber hat nicht mehr die Rückfallposition einer fixen Einspeisevergütung, sondern muss den energiewirtschaftlichen Wert seiner Windkraftanlage im Sinne von Großhandelserlösen kennen und auf dieser Basis den (Netto-)Vergütungssatz mit dem Direktvermarkter verhandeln. Dieser kann vom gesetzlichen Einspeisetarif des EEG 2014 abweichen. Denn grundsätzlich besteht die Gesamtvergü-

tung von Windstrom künftig aus projektspezifischen Großhandelserlösen (Marktwert) und der gleitenden Marktprämie abzüglich Direktvermarktungskosten.

Die gleitende Marktprämie berechnet sich aus der gesetzlichen Einspeisevergütung – abhängig von Inbetriebnahmejahr und -quartal –, von der die durchschnittlichen Großhandelserlöse des bundesweiten Onshore-Windanlagenportfolios eines Monats (bundesweiter Marktwert) abgezogen werden. Während die gleitende Marktprämie also für jede Windkraftanlage in gleicher Höhe angesetzt wird, weichen die projektspezifischen Großhandelserlöse (projektspezifische Marktwerte) sowohl voneinander als auch vom bundesweiten Marktwert ab. Demzufolge weicht auch die tatsächliche projektspezifische Gesamtvergütung von der gesetzlichen Einspeisevergütung ab – nach oben wie nach unten.

Regionale Mehrerlöschancen

Die Differenz zwischen bundesweitem und projektspezifischem Marktwert ist daher der aus-

Abb. 1: Erlöse abhängig von Region und Technologie

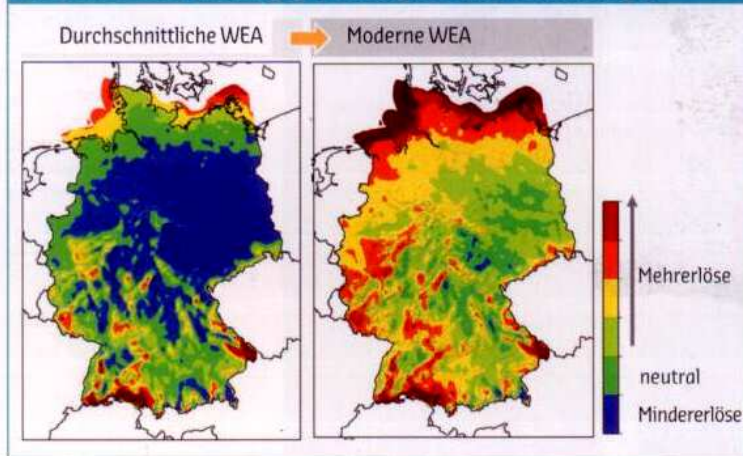


Abbildung 1: Die räumliche Verteilung hat Einfluss auf die Erlöse, ebenso auch die Anlagentechnik – hier ein historisches Beispieljahr.

Abbildung 2: Nach der erhöhten Anfangsvergütung: Lukrativer im Börsenstromhandel – doch wie viel Mehrerlös ist drin?

Abb. 2: Großhandel statt Grundvergütung



Grafiken: energvis/anemos

schlaggebende Treiber für die Mehrerlöschance oder das Mindererlösrisiko einer Windkraftanlage. Abbildung 1 zeigt für ein Beispieljahr und einen beispielhaften Windenergieanlagentyp die regionale Verteilung der Differenz der standortspezifischen Marktwerte abzüglich des bundesweiten Marktwerts. Es wird deutlich, dass insbesondere Regionen mit einem signifikanten Gleichschrittverhalten unterdurchschnittliche Großhandelserlöse beziehungsweise Marktwerte aufweisen. Das heißt:

In Zeiten von höheren Windgeschwindigkeiten in diesen Regionen besteht ein so hohes Windstromangebot, dass die Börsenpreise und damit die Vermarktungserlöse sinken (blaue Flächen). Regionen mit

einem abweichenden Einspeiseprofil können höhere Großhandelserlöse erzielen, da sie nicht dem Gleichschritteffekt ausgeliefert sind (grüne bis rote Flächen). Die Unternehmensberatung Enervis und das Windgutachterbüro Anemos haben gemeinsam die Erlöschancen und -risiken analysiert. Sie stellten Abweichungen in der Größenordnung von plus/minus einigen Euro je MWh anhand von energiewirtschaftlichen Marktwertanalysen fest. Auf Monatsebene kann die Streuung ungleich größer sein.

Abbildung 1 zeigt neben der räumlichen Verteilung zusätzlich den Einfluss der Windturbinentechnologie auf die Mehr- oder Mindererlösituation. Den Betreibern und Investoren sollten diese Erlöspotenziale ihrer Windprojekte bewusst sein, um mit den Direktvermarktern auf gleicher Augenhöhe verhandeln zu können. Die beiden Marktwertatlanten geben hierzu einen ersten Überblick. Folgende Anwendungsbereiche ergeben sich:

- Für Bestandsanlagen können zunächst für die Historie und die mittelfristige Zukunft die Mehr- oder Mindererlöse bestimmt beziehungsweise simuliert werden. Diese Analysen bilden die Grundlage zur Überprüfung der projektspezifischen Direktvermarktungskonditionen.

- Für Neubauprojekte ist ergänzend zum Wind- und Ertragsgutachten ein Erlösgutachten zu empfehlen. Das Erlösgutachten hat die Aufgabe, die Großhandelserlöse eines Windprojekts technologiespezifisch über die Betriebslaufzeit unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windverhältnisse (stündliche Auflösung) und einer fundamentalen Strompreisprognose (stündliche Auflösung) zu quantifizieren.

Betreibern und Investoren sollten die Mehrerlöschancen ihrer Windprojekte bewusst sein, um mit den Direktvermarktern auf Augenhöhe zu verhandeln.

Großhandelserlöse voraussehen

Die Bedeutung von Großhandelserlösen nimmt insbesondere auch für Windprojekte an windhöffigen Standorten zu. Die Bundesregierung plant, mit dem angepassten Referenzertragsmodell die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung für Windprojekte an windhöffigen Standorten zu reduzieren. Windstandorte mit einer Standortqualität von größer als 90 Prozent erhalten demnach die erhöhte Anfangsvergütung nur für bis zu 16 Jahre und für einen umso kürzeren Zeitraum, je besser die Standortqualität ist. Danach fallen diese auf die Grundvergütung von 49,50 Euro je MWh ab. Die ersten Neubauprojekte werden bereits ab etwa 2022 in die Grundvergütung fallen. Zu dieser Zeit soll die Stilllegung der Kernkraftwerke abgeschlossen werden; weitere Stilllegungspläne von fossilen Kraftwerken liegen vor. Die Verknappung der Stromerzeugungskapazitäten wirkt sich grundsätzlich strompreisstiegender aus, sodass zukünftig das Strompreisniveau oberhalb der Grundvergütung liegen könnte. Die Grundvergütung würde zwar als Erlösuntergrenze fungieren, mit einer marktorientierten energiewirtschaftlichen Bewertung wären jedoch höhere Großhandelserlöse und damit Gesamterlöse vorstellbar, wie schematisch in Abbildung 2 dargestellt.

Das bedeutet, dass für Windprojekte an guten bis sehr guten Windstandorten zusätzliche energiewirtschaftliche Analysen erforderlich sind, um auch die aktuellen und mittelfristigen Marktentwicklungen auf dem Stromerzeugungsmarkt – wie Stilllegung von Kernkraftwerken und fossilen Stromerzeugungskapazitäten – in die Projektbewertung einfließen zu lassen.

Fazit: Energiewirtschaftliche Marktwertanalysen bieten Projektentwicklern, Investoren und Banken folgende Wettbewerbsvorteile:

- Betreiber von Bestandsanlagen können anhand von historischen Marktwertanalysen den Marktwert von Windprojekten ermitteln und diesen den projektspezifischen Direktvermarktungskonditionen gegenüberstellen. Damit existiert eine Argumentationsgrundlage für die Neuverhandlung hin zu verbesserten Konditionen.
- Projektentwicklungsunternehmen und andere Anbieter von Windenergieprojekten werden auf Basis energiewirtschaftlicher Analysen höhere Kaufpreise für Neubauprojekte verlangen und begründen können.



Dennis Preuß¹

Berater

Eckhard Kuhnhenne²

Partner

enervis energy advisors GmbH

Dr. Heinz-Theo Mengelkamp³

Geschäftsführer

anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Abgesichert in Preisverhandlungen

- Investoren können anhand von energiewirtschaftlichen Analysen einen erhöhten Kaufpreis rechtfertigen (Mehrerlöschance). Dies wird ein Erfolgsfaktor für die Projektakquisition werden.
- Banken stehen im starken Wettbewerb um die Finanzierung von Windprojekten. Sie könnten anhand einer marktbasierten Bewertung der Projekterlöse gegebenenfalls günstigere Finanzierungsbedingungen als die Konkurrenten anbieten und damit ihren Marktanteil steigern.

Um die projektspezifischen Markterlöse bewerten zu können, ist ein integriertes Modell unter Berücksichtigung standortspezifischer Windzeitreihen und energiewirtschaftlicher Modellierung der stündlichen Strompreise nötig. Enervis und Anemos verbinden durch ihre Kooperation diese Kompetenzen und bieten standortspezifische Erlösgutachten und regionale Marktwertatlanten aus einer Hand an. ■



Markus Spitzer
Geschäftsführer
(Avalon Holding GmbH)

*Mit Know-how
und Leidenschaft.*

Für mich zählen nicht nur die reinen Zahlen vor und nach dem Komma, sondern auch jedes vereinbarte Wort. Daran dürfen Sie mich gern jederzeit messen. Diese Kultur der persönlichen Verantwortung lebe ich gegenüber Ihren Ansprüchen und Ihrem wirtschaftlichen Erfolg. Das ist mein Versprechen, das ich bei Avalon als kaufmännischer Geschäftsführer für Sie einlöse. Mein Name ist Markus Spitzer und wenn Sie nun doch reine Zahlen von mir bekommen, dann die meiner Telefonnummer: +49 5971 8025-295.

WIR HABEN VERSTANDEN.


AVAILON
UNITED WIND SERVICE