

Zeitungsartikel erschienen in: **Energie & Management, Zeitung für den Energiemarkt, 15. Juli 2013**

Optimierungen des Portfolios sind unerlässlich

Worauf Direktvermarkter und Windanlagenbetreiber zunehmend achten müssen, wissen Angela Pietroni und Dennis Preuß*

Die Direktvermarktung im Marktprämienmodell ist für Betreiber von Windkraftanlagen mittlerweile zum Marktstandard geworden. Der zentrale Treiber für diese Entwicklung ist der finanzielle Anreiz, eine Vergütung oberhalb der EEG-Vergütung zu erhalten. Allerdings steigt durch die gesetzlich festgeschriebene Degression der Managementprämie bis 2014 der Druck auf die Direktvermarkter, ihre Vermarktungsmargen zu optimieren beziehungsweise die sinkende Marge zumindest zu kompensieren.

Was ist deshalb zu tun? Direktvermarkter können mit einer individuellen, standortspezifischen Bewertung „erlösschwache“ Anlagen ausfindig machen und deren Vertragskonditionen neu verhandeln. Zudem gewinnen zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten wie beispielsweise am Regelenergiemarkt an Bedeutung.

Diese Optimierungsmaßnahmen betreffen unmittelbar auch die Windanlagenbetreiber. Die Windmüller müssen sich zudem – im Falle einer verpflichtenden Direktvermarktung ohnehin – intensiv mit dem Marktwert ihrer Windturbinen, dem Vermarktungsrisiko und möglichen Zusatzerlösen auseinandersetzen.

Faktor Standort

Direktvermarkter vergüten zurzeit jeden Windpark pauschal mit der entsprechenden EEG-Einspeisevergütung plus einer Zusatzmarge (Anteil der Managementprämie). Gleichzeitig erhalten sie über die Marktprämie, die Differenz zwischen dem EEG-Vergütungstarif und dem bundesweiten On-

shore-Marktwert. Hier verbergen sich jedoch signifikante Erlösrisiken und -chancen, die insbesondere vom Standort und der ausgewählten Technologie eines direktvermarkteten Windparks abhängig sind.

Die Chancen und Risiken hängen von der standortbezogenen Strompreisverteilung ab. Diese Verteilung gibt die erzielbaren Stromerlöse (Mittel der Spot-Großhandelspreise über die entsprechende Windgeschwindigkeit) an einem konkreten Standort wieder. Das unterscheidet sich grundsätzlich von dem bundesweiten Referenzwert. (durchschnittlicher Marktwert von Windstrom über alle Onshore-Windparks in Deutschland).

Die folgende Analyse betrachtet zwei Windturbinen gleichen Typs mit identischen Jahreserträgen [kWh/a] an zwei unterschiedlichen geographischen Standorten. Die Standorte unterscheiden sich lediglich in der Windhäufigkeits- und damit Ertragsverteilung und sowie der Strompreisverteilung über die Windgeschwindigkeit.

In der linken Grafik sind die in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (und damit Windstromerzeugung) erzielbaren spezifischen Stromerlöse [Cent/kWh] von zwei Standorten abgebildet. Die rechte Grafik zeigt die Verteilung der Windertragsdifferenzen [kWh] und die kumulierten Erlösdifferenzen [€] zwischen den Standorten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit.

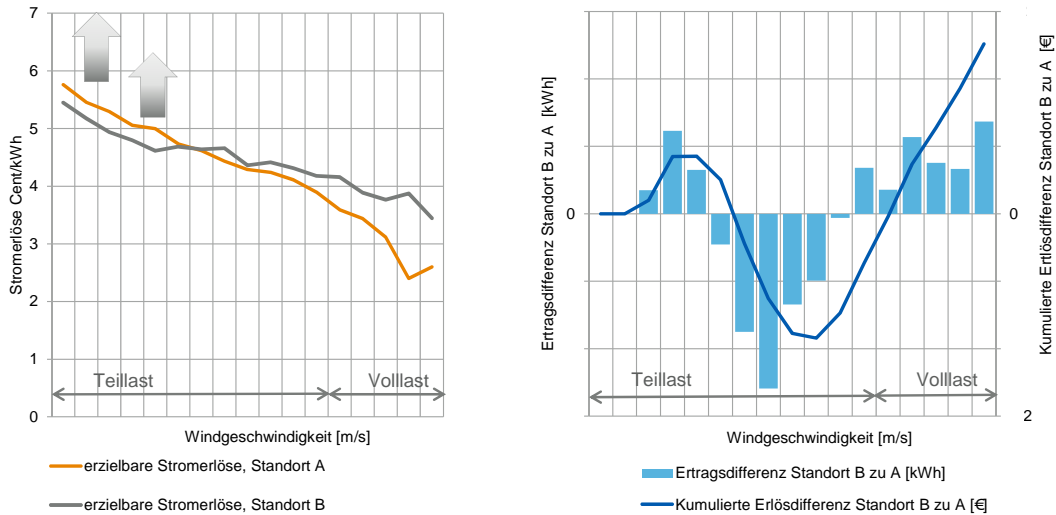


Abbildung 1: Verteilung der Stromerlöse und Windstromerzeugung, exemplarisch an zwei Standorten für einen Zeitraum von 5 Jahren (Quelle: eigene Berechnungen)

Folgende Erkenntnisse sind wichtig: Bei der Strompreisverteilung erzielt Standort A bei geringen Windgeschwindigkeiten höhere spezifische Erlöse [Cent/kWh] als Standort B. Dieser zweite Standort wiederum kann insbesondere bei hohen Windgeschwindigkeiten höhere spezifische Erlöse erzielen. Dies liegt auch daran, dass Standort A eine höhere Zeitgleichheit zur deutschlandweiten Winderzeugung insbesondere in Starkwindzeiten aufweist, so dass der preisdämpfende Effekt stärker durchschlägt als an Standort B.

Obwohl beide Standorte den gleichen energetischen Jahresertrag [kWh] erzielen, weist Standort B eine vergleichsweise höhere Windstromerzeugung bei Schwach- und bei Starkwind auf. Werden die spezifischen Strompreiserlöse nun mit der zeitgleichen Windstromerzeugung gewichtet, so wird deutlich, dass am Standort B, trotz gleichem Jahresenergieertrags, die finanziellen Erlöse deutlich oberhalb von Standort A liegen (siehe kumulierte Erlösdifferenz in Abb. 1 sowie Abb. 2). Im Vergleich zum bundesweiten onshore-Marktwert werden am Standort B Zusatz Erlöse und am Standort A Mindererlöse in signifikanter Größe erzielt (siehe Abb. 2).

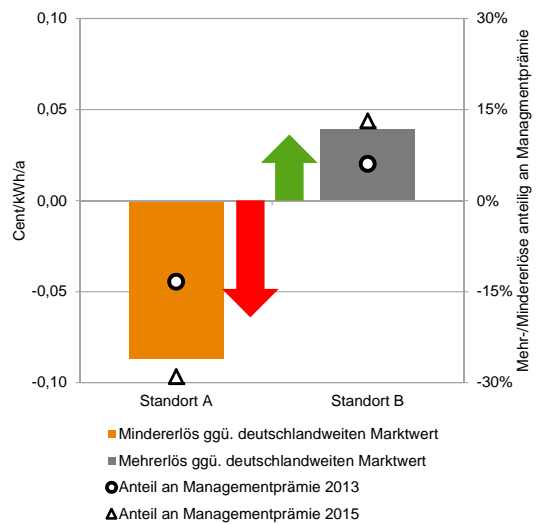


Abbildung 2: Standortspezifische Mehr- bzw. Mindererlöse gegenüber Pauschalbewertung mit deutschlandweitem Marktwert bei gleicher Anlagenklasse und gleichem Jahresertrag [kWh], Vergleich Mehr- bzw. Mindererlöse anteilig an Managementprämie 2013 und 2015

Bezogen auf die Managementprämie 2013 (0,65 Cent/kWh) wäre ein Mehrerlös von 6% [B] bzw. ein Erlösverlust von 13% [A] erzielt worden, bezogen auf die fallende Managementprämie bis 2015 steigt

dieser Anteil auf bis zu 30% (Mindererlös Standort A). Bei einer unterstellten Marge der Direktvermarkter von 50% der Managementprämie würden die Mindererlöse des Standorts A sogar 60% ausmachen.

Was heißt das für die Zukunft? Simulationsberechnungen zeigen, dass bei einem steigenden Ausbau erneuerbarer Energien die Strompreisverteilung (siehe Abb.1) immer steiler wird und dass selbst bei gleichem Jahresertrag sich durch entsprechende Anlagenwahl finanzielle Erlösvorteile (in Fallbeispielen ca. 3%) im Vergleich zu den EEG-Jahreserlösen einstellen können. Insofern werden bei zukünftigen Investitionsentscheidungen neben Ertragsgutachten auch Erlösgutachten eine immer wichtigere Rolle spielen.

Faktor Regelennergie

Der Regelenenergiemarkt bietet Direktvermarktern und Anlagenbetreibern die Möglichkeit für Zusatzerlöse, womit fallende Managementprämien oder standortbezogene Mindererlöse kompensiert werden können. Dabei steht aus Flexibilitätsgründen der negative Minutenreservemarkt zunächst im Vordergrund der Erlösbetrachtung.

Analysen zeigen, dass je nach Gebotsstrategie rund 0,3 Cent/kWh an Zusatzerlösen in 2012 hätten erwirtschaftet werden können. Bezogen auf die hohe Managementprämie von 2012 wäre das ein Plus von 25% gewesen, auf die von 2015 bezogen sogar von 100%. Damit wird die Vermarktung von Regelleistung zu einem wichtigen wirtschaftlichen Erlösfaktor.

Erlösmindernd könnte sich zukünftig jedoch genau das gesteigerte Interesse am Regelleistungsmarkt auswirken, da durch ein erhöhtes Angebot an erneuerbare Kraftwerken sich Preisreduktionen einstellen könnten. Allerdings ist aus heutiger Sicht nicht klar, wann und in welchem Maße dies erfolgen wird, so dass eine grundlegende Vernachlässigung dieses Marktsegments ein Fehler wäre.

Fazit

Nach der Phase des Portfolioaufbaus kommen die Direktvermarkter nun in eine Transformationsphase. Fallende Managementprämien erzwingen eine Portfoliooptimierung und die Erschließung zusätzlicher Einnahmen wie beispielsweise dem Regelleistungsmarkt. Dabei spielen standort- und technologiespezifische Erlöse und deren Differenzen eine zunehmend wichtigere Rolle.

Während für Direktvermarkter diese Punkte für Erlösoptimierungen kurzfristig relevant werden, tragen Anlagenbetreiber zurzeit auf Grund der garantierten Einspeisevergütung noch kein Marktrisiko. Im Falle einer verpflichtenden Direktvermarktung, die im politischen Berlin diskutiert wird, jedoch und bei zukünftigen Investitionsentscheidungen („Erlösgutachten“) werden diese Einflussfaktoren insbesondere im enger werdenden Marktumfeld wirtschaftlich relevant.

Die Autoren

*Angela Pietroni und Dennis Preuß arbeiten als Berater für die enervis energy advisors GmbH

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH. Es wird keinerlei Gewähr für die Richtigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der hier bereitgestellten Informationen übernommen.