

Direktvermarktung vor einem Systemwechsel?

Welche Veränderungen die verpflichtende Direktvermarktung mit sich bringt

von Alexandra Masherova

Zum 1. Januar 2012 eingeführt, hat sich die geförderte Direktvermarktung von Strom aus Windenergieanlagen geradezu stürmisch entwickelt. Sofort nach Inkrafttreten der EEG-Novelle 2012 wurden ca. 40% der bundesweiten Windkraftleistung an Land zur Direktvermarktung angemeldet. Ein Jahr später waren es schon 78%, nach zwei Jahren 81%. Laut jüngsten Meldungen sind somit im Mai bereits ca. 29,0 GW Windkraftleistung an Land und zusätzlich 0,5 GW auf See in der Direktvermarktung. Die Direktvermarktung war somit in den letzten zwei Jahren das am stärksten wachsende Segment der Branche der erneuerbaren Energien und hat damit die Marktintegration der fluktuierenden, erneuerbaren Energien voran gebracht. Getrieben wurde diese Entwicklung durch die anfangs großzügige Managementprämie, die Mehrerlöse von bis zu 0,7 ct/kWh in Aussicht stellte, an denen kaum ein Betreiber vorbeigehen wollte. Der zu treibende Mehraufwand war für den Betreiber verkraftbar und führte dadurch zu Mitnahmeeffekten.

Aus der Kür wird nun die Pflicht

Mit der anstehenden EEG-Reform bleiben die Aussichten für die Direktvermarktung weiterhin grundsätzlich



positiv, da diese für Neuanlagen nun obligatorisch wird. Alle Altanlagen erhalten zukünftig eine reduzierte, aber dennoch auskömmliche Managementprämie, sofern diese fernsteuerbar sind. Nach jüngsten Markterhebungen sind jedoch erst ca. 50% der bislang in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen fernsteuerbar. Insofern ist nicht auszuschließen, dass es zumindest zu einem zeitweiligen Einbruch der Direktvermarktung aus Altanlagen kommen kann, da die Umstellung auf Fernsteuerbarkeit nicht bei allen Anlagen angestrebt, wirtschaftlich sinnvoll oder technisch überhaupt umzusetzen ist. Sofern Anlagen dauerhaft aus der Direktvermarktung ausscheiden werden sollten,

fallen die Betreiber jedoch weich, da die (alten) EEG-Tarife Bestand haben. Alle Winenergieanlagen, die nach dem geplanten Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014, voraussichtlich zum 1. August 2014, in Betrieb gehen, müssen nach derzeitigem Stand ihren Strom ohne wenn und aber direkt vermarkten. Da jedoch keine gesonderte Managementprämie mehr gezahlt werden soll, wurde, ausgehend von einer EEG-Vergütung von 8,5 ct/kWh, als Ausgleich für den zu erwartenden Vermarktungsaufwand für den Betreiber eine zusätzliche Vergütung von 0,4 ct/kWh in den EEG-Tarif eingestellt, sodass sich damit eine Gesamtvergütung von 8,9 ct/kWh ergibt. Auf Basis derzeitiger Marktkon-

ditionen erscheint eine Entschädigung von 0,4 ct/kWh für den Aufwand der Direktvermarktung auch ausreichend hoch zu sein. Doch sind damit bereits alle wirtschaftlichen Konsequenzen der verpflichtenden Direktvermarktung abgehandelt?

Schuldentragfähigkeit der Windprojekte beeinträchtigt?

Einer der wesentlichen Erfolgsfaktoren des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland war die gute Planbarkeit der Investition durch einen festen Einspeisetarif. Dies führte dazu, dass Projekte eine hohe Kreditwürdigkeit besaßen und entsprechend große Teile der Gesamtinvestition durch Darlehen finanziert werden konnten und mithin attraktive Eigenkapitalrenditen für den Betreiber in Aussicht gestellt wurden. Die Direktvermarktung ermöglichte für den Betreiber bislang Zusatzerträge. Da er nicht zur Direktvermarktung gezwungen war, mussten die Direktvermarkter für ihn einen finanziellen Anreiz schaffen.

Unabhängig von der im Kabinettsbeschluss vorgesehenen und vom Markt auch bereits antizipierten Tarifsenkung kann die verpflichtende Direktvermarktung die Wirtschaftlichkeit des Projektes beeinträchtigen. Für den Betreiber existiert dann nur noch die Wahl zwischen der Direktvermarktung oder der EEG-Ausfallvergütung, die lediglich 80% des jeweils geltenden EEG-Tarifs betragen soll. Diese Regelung verschiebt nachhaltig die Verhandlungsmacht in Richtung der Direktvermarkter, da die Betreiber nun nicht mehr auf einen auskömmlichen Tarif zurückfallen, sondern mit Strafkonditionen belegt werden. Für die Beurteilung der Schuldentragfähigkeit des Projektes stellt sich jedoch noch ein

anderes Problem. Die bisherige Praxis bei der Gestaltung der Direktvermarktungsverträge sah lediglich Laufzeiten von maximal drei Jahren vor. Banken gehen bei der Ermittlung der Höhe des zu vergebenden Darlehens für ein Windprojekt von eher ungünstigen Annahmen aus, da auch in diesem Fall der Schuldendienst gesichert sein muss. Gerade hier stellt sich nun die Frage, wie Banken zukünftig die Vergütung eines Projektes nach Auslaufen eines Direktvermarktungsvertrages bewerten. Sofern sich hier die Praxis durchsetzen sollte, dass anschließend mit der EEG-Ausfallvergütung kalkuliert wird, wäre von erheblichen Konditionsverschlechterungen in der Kreditvergabe auszugehen. In jedem Fall erscheint die bisher über jeden Zweifel erhabene Sicherheit auf der Einnahmenseite fraglich.

Langfristige Vermarktungsverträge ein Ausweg?

Gelöst werden könnte dieses Problem durch langfristige Vermarktungsverträge, die nach Möglichkeit gleich die gesamte Kredit- oder auch Projektlaufzeit abdecken. Der Bedarf an solchen langfristigen Verträgen wird wohl zunehmen. Nicht zuletzt will auch der Betreiber Sicherheit für seine Investition und sich nicht dem Risiko einer Verlängerung zu dann möglicherweise ungünstigen Konditionen aussetzen. Für diesen Fall rückt insbesondere die Bonität des Direktvermarkters stärker in den Fokus. Dass dies zusätzlich zu einer stärkeren Konzentration unter den Direktvermarktern führen wird, erscheint nachvollziehbar, bleibt aber abzuwarten. Doch auch für den Fall, dass es solche langfristigen Verträge geben sollte, ist heute noch nicht zu beurteilen, welchen Einfluss sie auf das

Preisgefüge haben werden. Momentan befinden sich die Direktvermarkter noch in der Konzipierungsphase ihrer zukünftigen Angebote. Die Zeit bis zur endgültigen Klärung der EEG-Novelle sollten Banken, Projektentwickler und Direktvermarkter zur Verabredung einer langfristigen Vorgehensweise verwenden. Sollte hier jedoch keine dem Risikovermeidungsbedürfnis der Banken entsprechende Lösung gefunden werden, kann zusätzlich zu der bereits durch die absehbaren Tarifsenkungen ausgelöste Abkühlung zukünftig jene aufgrund einer möglichen restriktiveren Kreditvergabe folgen. Geringere Kreditvolumina, höhere Risikoprämien, kürzere Tilgungszeiträume, längere Ausschüttungssperren oder höhere Schuldendienstreservekonten können die Rendite für den Betreiber nachhaltig verschlechtern und sich damit hemmend auf die Investitionstätigkeit auswirken.