

Quelle: **Energy Daily** – Newsletter der MBI Infosource GmbH & Co. KG
Datum: **28. August 2015**

Freitag, 28. August 2015 | Nr. 165

Politik & Verbände

Verpflichtende Direktvermarktung Gewinnbringender Verkauf dank Digitalisierung

Die Pflicht zur Direktvermarktung von Ökostrom aus neuen Anlagen könnte vor allem kleinere Betreiber überfordern. Für sie gibt es inzwischen Dienstleistungsunternehmen, die ihnen diese Arbeit abnehmen. „Hier entstehen Geschäftsmodelle für Service-Gesellschaften“, sagt Josef Werum, Geschäftsführer der in.power GmbH in Mainz. Sein Unternehmen beschäftigt sich seit 2006 damit, Erzeuger und Abnehmer von Erneuerbarer Energie zusammenzubringen. Dafür hat in.power die Zulassung an den Energiebörsen EEX in Leipzig und an der EPEX Spot in Paris und in Bilanzkreisen in allen vier deutschen Regelzonen.

Basis für die Vermarktung sei die deutschlandweite Online-Messwerterfassung der Erzeugungsdaten, wofür bereits mit einem Smart-Meter-Rollout begonnen wurde, berichtete Werum auf der Handelsblatt-Jahrestagung „Erneuerbare Energien 2015“ in Berlin. „Technische Herausforderungen bestehen darin, die Anlagenleistung zeitgenau zu erfassen und fernsteuerbar zu machen“, erläutert Werum. Zudem müssten die Lastgänge, die technischen und strukturelle Voraussetzungen geklärt werden.

Betreiber von EE-Altanlagen könnten monatsweise zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung wählen, wofür sie die Marktprämie von vier Euro je Megawattstunde zusätzlich bekommen. Neuanlagen unterliegen verpflichtend der Direktvermarktung bei schon inkludierter Marktprämie. Mehrerlöse seien für sie nur noch über günstige Vermarktung zu bekommen. Der Geschäftsführer von in.power hält die entwickelten Verträge zwischen Stromerzeuger und Vermarkter für ausgereift, sie würden auch von den unterschiedlichen Banken akzeptiert.

„Standards sind Regelungen für alle Formen der Direktvermarktung, Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber zu Wartungen und Ausfällen, detaillierte Regelungen zum Zahlungsfluss mit und ohne Netzbetreiber zwischen Händler und Erzeuger“, erklärt Werum. Zusätzliche Bürgschaften (meist von Banken) für einen

bis drei Monate sichern beide Seiten ab. Übliche Mindestlaufzeit der Verträge sei ein Jahr, häufig jedoch schließen die Kunden längerfristige Verträge ab.

Werum verwies auch auf Risiken bei der Direktvermarktung. So enthalte das vermarktete Portfolio bzw. die Anlage Risiken in der Erzeugung, die wetterabhängig sind, was genaue Prognosen erfordert. Wenn die Prognose unter der IST-Einspeisung lag, hat der Anlagenbetreiber trotzdem Anspruch auf Vergütung des erzeugten Stroms, was zu Ausgleichsenergiekosten führt. Die Marktprämie wird nach deutschlandweitem Durchschnitt je Erzeugungsart bestimmt, was nicht immer den Gestehungskosten der konkreten Anlage entspricht.

In diesem Zusammenhang kritisiert Werum die neue Regelung, dass bei negativen Börsenpreisen in sechs und mehr aufeinanderfolgenden Stunden die EEG-Vergütung entfällt. „Zwar ist es sinnvoll, nicht zu viele Stromüberschüsse zu produzieren, allerdings ist das Instrument zu unscharf“, bemängelt er. So würden Stunden nicht korrekt berücksichtigt, die über Nacht an verschiedenen Tagen liegen. Noch gravierender sei, dass im Intraday-Handel auch in solchen negativen Preiszeiten des Dayahead-Marktes durchaus positive Strompreise erzielt werden. Deshalb sei es nötig, hier nachzuregeln, fordert Werum.

Susanne Harmsen

MBI/suh/aul/27.8.2015