

Steht die Vergütung der Windenergie in Deutschland vor einer regionalen Spreizung?

Über Möglichkeiten und Grenzen eines Marktwertatlas für onshore-Windparks

von Matthias Pallutt

Nach zuletzt noch sehr kurzfristigen Änderungen im Gesetzentwurf aufgrund von Einwänden der EU-Kommission ist die Reform des EEG im Bundestag am 27. Juni beschlossen worden. Die Reform senkt unter anderem die Ausbauziele und die Förderung für Erneuerbare Energien und schreibt neue Regeln dafür fest, inwieweit Unternehmen mit hohem Stromverbrauch von der EEG-Umlage entlastet werden. Auch wenn damit das Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Reform von 2014 noch nicht abgeschlossen wurde, ist die Grundtendenz der Veränderungen absehbar. Neben der bereits hinlänglich diskutierten Absenkung der Vergütungen ist die verpflichtende Direktvermarktung ein weiterer Meilenstein, der die Erneuerbaren Energien stärker in den Strommarkt integrieren soll. Darüber hinaus wurde bereits gemeldet, dass nach der Verabschiedung der EEG-Novelle die Verordnung für Pilotprojekte zu Ausschreibungen im vierten Quartal dieses Jahres erstellt werden soll, die 2015 starten sollen. Nach einem Erfahrungsbericht Ende 2015 ist für das erste Halbjahr 2016 ein „EEG 3.0“ geplant, damit die Ausschreibungen im zweiten Halbjahr starten können. In

letzter Konsequenz bedeuten diese Veränderungen, dass Betreiber von Erzeugungsanlagen im Erneuerbare-Energien-Bereich, die momentan lediglich ein Produktionsrisiko tragen, zukünftig stärker an den Preisrisiken des Strommarktes beteiligt werden.

Im Zusammenhang mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung wird daher bereits darüber diskutiert, ob Betreiber von onshore-Windparks zukünftig in Abhängigkeit ihres Standortes und der verwendeten Anlagentechnologie vergütet werden. Zwar gilt

für alle Betreiber gleichermaßen die EEG-Vergütung, allerdings ist für den Direktvermarkter der Wert des erzeugten Stromes davon abhängig, ob die in einer Erzeugungsanlage produzierte Elektrizität im Moment ihrer Entstehung auch auf Nachfrage trifft. Je nachdem, ob Windenergieanlagen größere Teile ihrer Jahresproduktion zu Zeiten hoher Marktpreise produzieren oder nicht, kann der Direktvermarkter den Windparkbetreiber an diesem Vergütungsunterschied beteiligen. Im Ergebnis würden die Kosten der Direktvermarktung, die derzeit vom Gesetzgeber



mit 0,4 ct/kWh angenommen werden, je nach Windpark schwanken und sich damit direkt auf die (Netto)-Vergütung auswirken.

Da die Produktion von Windstrom der jeweiligen Wetterlage unterworfen und bis auf eine Abregelung nicht aktiv steuerbar ist, geht es hierbei insofern um die Wahrscheinlichkeit, mit der sich die Produktion einer Windenergieanlage eines bestimmten Standortes, einer bestimmten Nabenhöhe oder Leistungskennlinie möglichst komplexer zur Erzeugung anderer Stromquellen, jedoch möglichst synchron zur Stromnachfrage verhält. Diese beiden Eingrenzungen lassen jedoch erahnen, wie komplex eine Vorhersage über regionale Vergütungsunterschiede ist.

Die Nachfrage nach Strom mag weitgehend bekannten tageszeitlichen und jahreszeitlichen Rhythmen unterworfen sein. Die Angebotsseite hingegen ist von einem komplexen Bündel von Einflussfaktoren abhängig, die deutlich schwieriger zu prognostizieren sind. Grundsätzlich gilt hierbei, dass dafür das gesamte Angebot über alle Erzeugungsarten hinweg prognostiziert werden muss. Das regionale Windangebot und die regionale Verteilung der Windenergieanlagen, die regionale Sonneneinstrahlung und Verteilung der PV-Anlagen, die Kapazität sowie Verfügbarkeit und kurzfristige Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke sind nur einige der wichtigsten Einflussfaktoren. Hinzukommen die Kapazität und Aufnahmefähigkeit von Speichern, die Ungleichgewichte ausgleichen können. Wer jedoch glaubt, dass eine isolierte Betrachtung des deutschen Elektrizitätsmarktes, deren Modellierung bzw. Prognose bereits herausfordernd genug ist, ausreichen würde, der irrt. Deutschland verfügt über eine elektrische Han-

delskapazität mit den Nachbarstaaten von ca. 15 GW, durch die Elektrizität je nach Marktlage exportiert oder importiert werden kann. Aufgrund der länderübergreifenden Verflechtung des europäischen Strommarktes, können sich damit auch Ereignisse aus den europäischen Nachbarstaaten auf den deutschen Strompreis auswirken.

Die bisherigen von Consulting-Unternehmen vorgestellten Ansätze zur Bestimmung des Marktwertes von onshore-Windstrom basieren auf der Prämisse, dass Windstrom die primäre Bestimmungsgröße des Strommarktes ist. Bei hohem Windstromangebot in Deutschland fallen die Preise, während bei Flaute die Strompreise klettern. Demzufolge wäre eine möglichst geringe Korrelation der zu bewertenden Anlage zum deutschlandweiten Windstromangebot positiv. Dies ist einerseits abhängig vom Standort und andererseits von der verwendeten Anlagentechnologie. Windenergieanlagen in Nord- bzw. Süddeutschland bzw. Anlagen mit einer möglichst steil verlaufenden Leistungskurve im Teillastbereich und großer Nabenhöhe schneiden darin besonders gut ab. Anlagen die eher in der Mitte Deutschlands stehen bzw. geringe Nabenhöhen oder eine flachere Leistungskurve aufweisen, speisen ihre Produktion hingegen tendenziell dann ein, wenn ohnehin schon zu viel Strom im Netz ist. Abgeleitet werden diese Aussagen jedoch lediglich durch historische Backtestings.

Ein solcher Ansatz erscheint jedoch aus mehreren Gründen fraglich. Erstens ist die Ausgangsthese, dass das Windstromangebot den überragenden Einfluss auf den Strommarkt hat, zu einseitig. Zwar wird ein solcher Zusammenhang aus den letzten Jahren statistisch nachzuweisen sein. Dies ist jedoch zum Teil

auch durch den Ausbauzyklus begründet. Die Windenergie hatte 2004 mit 16,6 GW bereits die Hälfte ihrer heutigen Kapazität erreicht.

Die Photovoltaik war zu diesem Zeitpunkt noch fast bedeutungslos.

Der starke Ausbau der Photovoltaik fand erst in den letzten fünf Jahren statt. An sonnigen Tagen erreicht nunmehr auch die Photovoltaik mittägliche Leistungsspitzen von über 25 GW. Solche Werte werden beim Windstrom in Deutschland aber nur selten erreicht. Wer die Stundenpreise der EEX beobachtet, kann seit längerer Zeit feststellen, dass zunehmend um die Mittagszeit Preisbrüche stattfinden. Zudem konnte Deutschland den anfallenden Photovoltaikstrom gut in die Nachbarländer exportieren. Sollten jedoch auch die Nachbarländer zunehmend Photovoltaik ausbauen, entfällt die Notwendigkeit, Strom um die Mittagszeit aus Deutschland zu beziehen. Dies könnte den preissenkenden Effekt noch verstärken.

Zweitens wird die Empfehlung für bestimmte Standorte oder Turbinentechnologien aus dem Produktionsprofil einer modernen Anlage aus dem Vergleich mit dem des gesamten Windenergieanlagenbestandes Deutschlands abgeleitet. Das Produktionsprofil des gesamten Windenergieanlagenbestandes Deutschlands ist jedoch nicht statisch, sondern verändert sich mit jeder neuen oder auch zurückgebauten Anlage. Neue regionale Windparkcluster entstehen und verändern damit auch das Verhalten des Gesamtanla-

Leitartikel

genbestandes. Die Aussagekraft einer rein historischen Betrachtung ist daher begrenzt.

Eine Empfehlung zur Errichtung von Anlagen in bestimmten Regionen oder von Anlagen möglichst großer Nabenhöhen oder steiler Leistungskennlinien erscheint insgesamt auch wenig sensationell. Große Nabenhöhen und steilere Leistungskennlinien werden auch ohne eine regionale Spreizung der Vergütung realisiert, sondern schon allein deshalb, weil solche Anlagen einen höheren Ertrag erwirtschaften. Gerade in einem Umfeld allgemein sinkender Vergütungen erscheint die Errichtung von Anlagen umso mehr dort ratsam, wo viel Wind weht. Dafür sorgt allein schon die Tatsache, dass die Windgeschwindigkeit über weite Teile der Leistungskennlinie kubisch in den Ertrag einer Anlage eingeht. Die Beachtung von erwarteten regionalen Preisunterschieden, so sie denn tatsächlich prognostizierbar sind, erscheint hier am Ende für den Betreiber doch eher zweitrangig.