

Strom

Fortsetzung von Seite 1

Erste Änderungen für Verkauf von EEG-Strom bereits in Kraft

Bisher kaum am Markt durchgedrungen ist ein bereits seit August wirksamer Beschluss der Bundesnetzagentur. Danach dürfen die Netzbetreiber die Differenzmengen zwischen der EEG-Stromeinspeisung und den von ihnen profilierten Monatsstrombändern nur noch im börslichen Spot-Handel beschaffen bzw. veräußern. Überschüsse, wenn mehr Ökostrom als gedacht anfällt, müssen in die EEX-Auktion unlimitiert zum Verkauf gestellt werden. Sie stehen also mit dem von der Börse vorgegebenen maximalen Startgebot von minus 3.000 EUR/MWh im Orderbuch. Das heißt, der Netzbetreiber muss bis zu 3.000 EUR/MWh zahlen, damit ihm der überschüssige Strom abgenommen wird.

Das Gleiche gilt für kurzfristige Fehlmengen in der regenerativen Erzeugung. Hier muss der Netzbetreiber eine unlimitierte Kauforder ins börsliche System stellen, was entsprechend in einem zu zahlenden Auktionspreis von bis zu 3.000 EUR/MWh münden kann. Der bisher übliche Zu- oder Verkauf der Differenzmengen über den außerbörslichen OTC-Handel ist den Übertragungsnetzbetreibern nicht mehr gestattet. Solche ausschließlich kurzfristig zu vermarktenden Mehr- oder Mindereinspeisungen können schnell mehrere tausend Megawatt betragen, wenn starker Wind auftritt oder eine absolute Windflaute herrscht. In Deutschland sind rund 24.000 MW an Windkraftwerken installiert.

Chance für flexible Erzeuger

Gerade Betreibern kleinerer und flexibler Kraftwerke bieten sich nach Ansicht von Marktteilnehmern durch solche kurzfristig handelbaren Differenzmengen an der EEX nun lukrative Möglichkeiten, indem sie die eigene Erzeugung herunterfahren und eingegangene Lieferverpflichtungen kurzfristig durch billige Zukäufe an der EEX decken. Ganz offensichtlich ergab sich eine solche Möglichkeit Anfang Oktober. In der Nacht zum 4. Oktober wurde an der EEX ein

Rekordpreis von minus 500,02 EUR/MWh erreicht. Für die Abnahme einer MWh bekam der Käufer also noch rund 500 EUR „dazugeschenkt“.

Ein massiver Windüberschuss, schwache Nachfrage und hohe konventionelle Verfügbarkeit führten für den gesamten Tag zu einem Durchschnittspreis von minus 11,59 EUR/MWh. Marktteilnehmer sind sich bei der Bewertung dieser ungewöhnlichen Preisentwicklung einig: Die Liquidität am Markt war äußerst gering, da die Stromüberschüsse am Wochenende anfielen, an dem zusätzlich auch noch der Feiertag zur deutschen Einheit lag. Kleinere Haushalte oder auch die Handelsabteilungen der meisten Stadtwerke sind am Wochenende bislang nicht am Markt aktiv. „Hier wurde nicht, wie man es eigentlich erwarten sollte, von Marktakteuren wie Erzeugern, Spekulanten oder Stromspeicherbetreibern gegengesteuert“, sagte Thorsten Lenck, Analyst des Energieberatungsunternehmens Energy Brainpool.

Markt muss sich noch anpassen

Vor allem lukrative und daher nahe liegende Wechsel von Erzeugern von der Anbieter- auf die Nachfragerseite seien nicht vollzogen worden. Aus Sicht von Lenck ein klares Indiz dafür, dass der Markt sich noch nicht auf

den zusätzlichen EEG-Strom an der EEX eingestellt hat. „Wäre dies der Fall, dann gäbe es keine solch starken preislichen Auswirkungen einer hohen Windeinspeisung“, sagte Lenck. Ein hochrangiger Sales-Manager eines großen Stromversorgers pflichtete dem bei. „Der Markt hat sich hier absolut schlafmützig verhalten“, sagte er. „Wenn ich als Kraftwerksbetreiber meine variablen Kosten kenne und wirtschaftlich denke, weiß ich genau, wann ich den Block vom Netz nehme und zum Käufer von Stromüberschüssen werde“, sagte der Manager. Negative Strompreise böten selbst einen Anreiz für das mit Kosten verbundene Ausschalten konventioneller Kraftwerke, die beispielsweise in Form höheren Wartungsaufwands oder eine Verkürzung der Lebensdauer der Anlage anfielen, sagte Analyst Lenck.

Ein Händler eines Stadtwerkes monierte, dass kleinere Kraftwerksbetreiber den Markt am Wochenende nicht so ausführlich verfolgen könnten wie etwa die vier großen Energieerzeuger. „Sicherlich wäre es in der Nacht zum 4. Oktober für kleine Gasturbinenbetreiber oder Industriekraftwerke sinnvoll gewesen, herunterzufahren und zuzukaufen“, sagte er.

Regulierer will Transparenz

Ein Sprecher der Bundesnetzagentur begründete die seit August wirksamen Vermarktungsvorgaben damit, dass die bisherige Praxis beim Differenzmengenausgleich unter den Übertragungsnetzbetreibern uneinheitlich sowie mit internen oder bilateralen Geschäften auch teilweise intransparent und diskriminierend gewesen sei. So hätten bei einigen Übertragungsnetzbetreibern konzern-eigene Dienstleister den Ausgleich zwischen Prognose und Ist-Einspeisung durchgeführt. Solche Dienstleister hätten zum Teil deutlich früher als andere Marktteilnehmer die exakte Höhe der auszugleichenden und für die Preisbildung wichtigen Strommengen gekannt. Durch den börslichen Ausgleich seien Transparenz und Diskriminierungsfreiheit nun gewährleistet. ▶▶

► Bis August landete nur ein Bruchteil des EEG-Stroms am börslichen Spot. Aus monatlichen EEG-Bändern stammende Strommengen werden in der Regel im mittelfristigen Terminhandel, also in Wochen-, Monats- oder Quartalsprodukten untergebracht. Im Jahresmittel 2008 waren das immerhin rund 8.500 MW. Kurzfristige Prognoseabweichungen wurden ebenfalls nicht nur über den börslichen Spot-Handel ausgeglichen. „Bei sicher prognostizierten Überschüssen von 5 GW gegenüber den auf Termin verkauften Mengen konnten Netzbetreiber bei der Genauigkeit und Vollständigkeit ihrer Daten ohne Sorge 2 GW vorab preislimitiert in Chargen auf Börse und OTC-Markt verteilen“, sagte der EEG-Vermarktungsexperte eines großen deutschen Netzbetreibers. Eine aktuelle Studie des Energieanalysehauses Energy Brainpool ergab, dass rund zwei Drittel der EEG-Differenzmengen von den Netzbetreibern bisher nicht über die Day-ahead-Auktion an der EEX beschafft oder veräußert wurden, sondern auf anderen Wegen.

Vorfahrt für Windkraft ausgehebelt

Die Deutsche Umwelthilfe und die Windkraftbranche hatten zuletzt massive Kritik an den vier großen Erzeugern geübt, weil diese ihre Kraftwerke auch dann ungedrosselt weiterlaufen ließen, wenn Erneuerbare bereits den Großteil des Strombedarfs deckten. In letzter Konsequenz müssten die Übertragungsnetzbetreiber aus Gründen der Systemstabilität Windkraftwerke sogar abschalten. „Dies ist in der Vergangenheit bereits des Öfteren geschehen. Die Vorrang-Regelung von EEG-Stromeinspeisung wird so umgangen“, sagte ein Manager eines großen Stromkonzerns. Solche Vorgänge erhöhen die EEG-Vermarktungskosten der Netzbetreiber allerdings drastisch. Da die Übertragungsnetzbetreiber den EEG-Anlagenbetreibern die volle EEG-Vergütung für die durch die Abschaltung ausgefallene Produktion zahlen müssen, wälzen diese die entgangenen Vermarktungserlöse über die jährlich erhobene EEG-Umlage auf den Endkunden

ab. Diese ergibt sich überwiegend aus der Differenz zwischen Vermarktungserlösen und der an die Erzeuger zu zahlenden Einspeisevergütung. Die Höhe der EEG-Umlage muss von der Bundesnetzagentur in cts/kWh jährlich bis zum 15. Oktober veröffentlicht werden. Sie gilt dann verbindlich für das ganze kommende Jahr und wird vom Verbraucher mit der Stromrechnung eingezogen.

Sorge vor steigenden EEG-Kosten

Trotz insgesamt breiter Unterstützung von Marktteilnehmern und Verbänden wie dem BDEW, bne und dem VIK fürchten einige Marktteilnehmer denn auch um ein Kernziel der neuen Regeln, nämlich die EEG-Stromvermarktung kosteneffizienter zu machen. „Die zu erwartende deutlich höhere Volatilität am Spot könnte die Erlöse aus der EEG-Vermarktung durch teure Zukäufe von Fehlmengen und Draufzahlen bei Überschüssen auffressen, so dass am Ende wenig Geld zur Finanzierung der konstanten EEG-Vergütungssätze bleibt“, hieß es aus Fachkreisen des BDEW. Dessen zuständiger Fachausschuss beschäftigte sich zuletzt Ende September mit der Problematik.

Aus Sicht des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter (bne) ist ein solches Szenario unwahrscheinlich. „Zwar erwarten wir durch die Festlegung vom August volatilere Strompreise an der Börse“, sagte eine Sprecherin des bne. „Zentraler Vorteil der neuen Regelung ist aber, dass jeder Marktteilnehmer über exakte Angebots- und Nachfragedaten verfügt und damit bessere Möglichkeiten erhält, die kurzfristige Preisbildung abzusehen“, sagte die Sprecherin.

Mehr Transparenz am Markt erwarten auch die Handelsabteilungen der Versorger. „Der durch das neue Vermarktungssystem entstehende Verlust mittelfristiger Vermarktungsoptionen setzt das EEG-Portfolio vollständig dem Spotmarkt für den nächsten Tag aus“, sagte der Sales-Manager eines großen deutschen Stromversorgers. So verminderten sich die strategischen Trading-Möglichkeiten für die Netzbetreiber deutlich. „Das im Han-

del übliche Warten auf den Verkauf größerer Mengen in einen steigenden Markt gehört bei den Überschussmengen bereits der Vergangenheit an“, sagte der Manager. Durch die ausschließliche Spot-Vermarktung würden die Netzbetreiber in der ihnen zugewiesenen Rolle als Händler des EEG-Stroms somit deutlich berechenbarer. „Jeder Marktteilnehmer kann am Spot der EEX nun sehen, auf welchen Long-Positionen die Übertragungsnetzbetreiber noch sitzen“, sagte ein bei einem großen Versorger tätiger Spot-Trader. Als strategische Möglichkeit, die Gebotsmenge etwas zu splitten, bleibe den Netzbetreibern künftig noch, bestimmte Mengen in den Intraday-Markt mitzunehmen. Hier bestehe aufgrund der Kurzfristigkeit und der Liquiditätsschwankungen des Intraday-Marktes aber ein erhöhtes Risiko, die auszugleichenden Mengen zu einem sehr hohen Preis zu beschaffen.

EEX-Spot-Handel als Gewinner

Ein Gewinner der Neuregelung steht bereits fest: Der Spot-Handel der Leipziger Strombörse EEX. Von Dow Jones TradeNews Energy befragte Marktteilnehmer rechnen durch die zum 1. August 2009 und zum 1. Januar 2010 geltenden Änderungen beim Verkauf von EEG-Strom mit einem deutlichen Anwachsen der Handelsvolumina am börslichen Day-ahead- und Intraday-Markt. Tatsächlich weisen die Handelsvolumina am EEX-Intraday-Handel seit der Änderung im August ein erkennbares Volumenzuwachstum auf. Wurde in den Monaten vorher die Marke von 20 GWh nur selten geknackt, stiegen die Volumina in den vergangenen Wochen häufig über diese Grenze. Mehrfach wurde dabei sogar die Marke von 30 GWh überschritten.

Die Bundesnetzagentur vertraut auf einen funktionierenden Markt: Wenn es in den kommenden Wochen und Monaten erneut zu hohen Preisverwerfungen wie Anfang Oktober komme, hieße das, dass sich einige Player nicht marktgerecht verhielten, sagte ein Mitarbeiter der Regulierungsbehörde. ►►

▶▶ Mittelfristig zeigte sich der Mitarbeiter des Regulierers optimistisch, dass die Erzeugerseite deutlich flexibler auf hohe EEG-Stromüberschüsse reagieren werde.

Auch Brainpool-Analyst Lenck sieht die wichtigste Frage der kommenden Wochen darin, ob und wie die anderen Marktteilnehmer auf die Veränderungen bei der EEG-Stromvermarktung reagieren. Da ab Januar 2010 die physikalische Wälzung des EEG-Stroms in Form des prognostizierten EEG-Bandes an die Letztversorger entfallen, sei anzunehmen, dass diese aus Gründen der Risikominimierung ihren Strombedarf zumindest für Tarif- und Bestandskunden bereits auf den Terminmärkten voll eindecken.

„Sie kommen somit nicht mehr für die Abnahme des EEG-Strom in Frage“, sagte Lenck. Dem zusätzlichen Angebot von EEG-Strom an der Börse stehe somit zunächst keine entsprechende Nachfrage gegenüber. Ein daraus resultierender Preisverfall könne daher nur von anderen Nachfragern kompensiert werden.

„Hier sehen wir momentan drei Akteursgruppen, die hierfür in Frage kommen: Spekulanten, Betreiber von Stromspeichern und Kraftwerksbetreiber“, sagte Lenck. Spekulanten könnten die Nachfrage im Spot-Handel erhöhen, indem sie Strom vorab an Terminmärkten verkauften in der Hoffnung, ihre Short-Position später am Spot billiger einzudecken. Betreiber von Stromspeichern könnten Strom in Zeiten eines großen EEG-Stromangebots kaufen und in Zeiten großer Nachfrage teuer anbieten. Allerdings gebe es nur geringe Speicherkapazitäten in Deutschland. Als dritte Gruppe von Nachfragern sieht Lenck die Betreiber von Kraftwerken, die bereits eine Lieferverpflichtung eingegangen sind. Diese können ihre Kraftwerke herunterfahren, wenn sie den Strom ersatzweise günstiger über die Börse beziehen können oder bei negativen Strompreisen sogar zusätzlich noch Geld erhalten. „Spannend bleibt, ob diese Marktakteure auf die veränderten Bedingungen operativ schnell genug reagieren“, sagte Lenck.

Michael Lechner
DJG/mil/tow/14.10.2009

