



NEWS LETTER

Mai 2014

5/2014

Direktvermarktung vor einem Systemwechsel? Strompreisrückblick: April 2014 PNE WIND verkauft Brandenburgischen Windpark Görike-Söllenthin Stadtwerke Tübingen kaufen Windpark im Hunsrück Know-how Gewinn bei den Pfalzwerken Schleswig-Holsteins Energiewende kommt voran Google stellt neuen Rekord im Einkauf von grüner Energie auf Kooperation bei Windprojekten in der Türkei Suzlon erhofft sich Rettung durch seine Tochter Senvion Tarifdekret Wind in Frankreich gebilligt Kosten der Windenergie an Land in Deutschland im Mittelfeld aber zunehmend kosteneffizienter Kohle stellt Gas in den Schatten

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 tragfähigen 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.

Strompreisrückblick: April 2014

Solarstromeinspeisung übersteigt
Windstromerzeugung

Für das Marktgebiet Deutschland/Österreich zeichnete sich am Day-Ahead-Spotmarkt der Strombörse EEX eine deutliche Annäherung der Spitzenlast- (Zeitraum 8-20 Uhr) und

Grundlasttarife (ganztäglich) ab. Der wesentliche Grund dafür ist die hohe Solarstromproduktion in Deutschland, die mit dem Tagesverlauf der Last gut korreliert und somit den Börsenstrompreis tagsüber dämpft bzw. senkt. Für Grundlaststrom wurden im Monat April durchschnittlich 31,58 EUR/MWh Erlöst, im Spitzenlasttarif wurde Strom für etwa 33,00 EUR/MWh gehandelt. Beide Preise unterscheiden sich nur geringfügig von den Vormonatswerten. Im Verlauf der ersten Aprilwoche sank der Börsenstrompreis kontinuierlich von ca. 40 EUR/MWh auf 25 EUR/MWh ab. Die Solarstromerzeugung erfolgte in ihrem Mittagsmaximum meist mit Leistungen zwischen 15 und 21 GW, wohingegen die Windstromerzeugung nur mit 0,6-6,5 MW zur Lastdeckung beitragen konnte.

In der Folgeweche vom 07. bis 13. April gab es am 08. und 09. April eine windreiche Phase, in der die WEA in Deutschland in Summe mit bis zu 19 GW zur Stromproduktion beitrugen. Zur Mittagszeit stellte die PV-Einspeisung zusätzlich mehr als 10 GW Leistung bereit, sodass diese beiden regenerativen Energiequellen mit einer Gesamtleistung von 32 GW einen bedeutenden Anteil an der Elektrizitäts-

versorgung hatten. Der Börsenstrompreis fiel im Tagesmittel auf knapp unter 30 EUR/MWh. In den darauffolgenden Tagen gab die Windstromerzeugung stark nach, auch die PV-Anlagen erzeugten aufgrund dichter Bewölkung vergleichsweise wenig Strom. Daher mussten vermehrt konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden, sodass sich der Börsenstrompreis auf etwa 40 bis 45 EUR/MWh verteuerte. Am Sonntag dem 13. April wiederum traten aufgrund des hohen Elektrizitätsangebots aus Wind- und Solarenergie von mehr als 30 GW und der gleichzeitig niedrigen Stromnachfrage am Nachmittag negative Börsenstrompreise auf, die im Minimum -13,49 EUR/MWh erreichten.

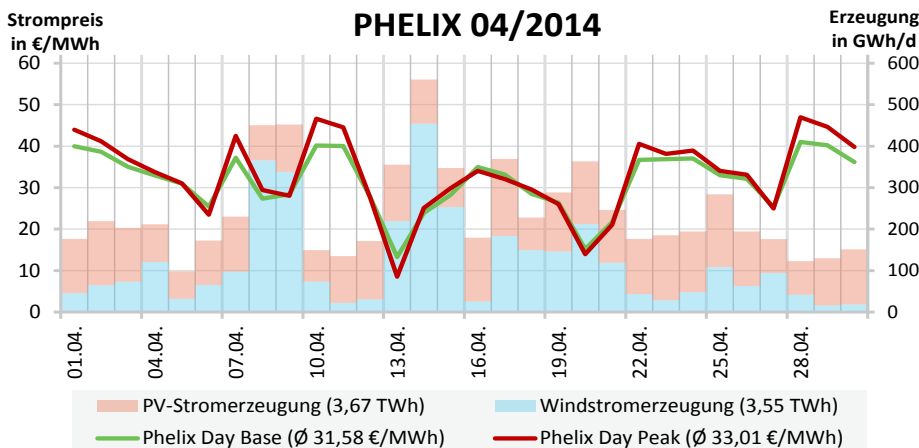
Die 16. Kalenderwoche vom 14. bis 20. April begann zunächst sehr windreich. Die Windstromerzeugung erreichte am Montag ihren Monatshöchstwert von rund 23,5 GW. Parallel dazu erzeugten die PV-Anlagen mit etwa 14 GW, sodass eine Leistung von beinahe 38 GW aus der Kraft von Wind und Sonne bereitgestellt werden konnte. Der Börsenstrompreis vergünstigte sich auf 25 EUR/MWh. Für die restlichen Tage der Woche lag dieser bei etwa 30 EUR/MWh und sank erst

wieder über die Osterfeiertage unter diesen Wert ab.

In der vorletzten Aprilwoche vom 21.-27. April belief sich der Preis des gehandelten Börsenstromes auf rund 35 EUR/MWh. Die Windstromerzeugung erfolgte nur selten mit mehr als 5 GW Leistung, im Extremfall wurden durch alle WEA in Deutschland in Summe weniger als 0,2 GW Leistung bereitgestellt. Die Summe der PV-Stromerzeugung übertraf an den meisten Tagen dieser Woche die Windstromerzeugung um das Drei- bis Fünffache.

Die Flaute hielt auch in den letzten drei Apriltagen der Folgeweche an, auch die Stromproduktion durch PV-Anlagen fiel niedrig aus, wodurch sich der Börsenstrompreis in diesem Zeitraum auf rund 40 EUR/MWh erhöhte.

Die PV-Stromerzeugung belief sich im April auf ca. 3,67 TWh und war somit höher als die Windstromproduktion, die mit 3,55 TWh unterdurchschnittlich ausfiel. Im Vergleich zum Vormonat März erhöhte sich die Solarstromgewinnung um 11%, wohingegen mehr als ein Fünftel weniger Windstrom erzeugt worden ist.



PNE WIND verkauft Brandenburgischen Windpark Görike-Söllenthin

EnBW erweitert Portfolio im Nordosten

Die PNE WIND AG verkauft den Windpark Görike-Söllenthin in Brandenburg mit drei Windenergieanlagen und einer Gesamtnennleistung von 6 MW an die

EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Die EnBW zählt insgesamt 14 Anlagen in der Region zu ihrem Portfolio. Zwei der drei Anlagen sind bereits in Betrieb, die dritte wird in Kürze fertiggestellt. Für eine Übergangszeit unterstützt PNE WIND den neuen Eigner bei der Betriebsführung.

Stadtwerke Tübingen kaufen Windpark im Hunsrück

ABO Wind veräußert einen weiteren Park

Die Stadtwerke Tübingen erwerben ihren zweiten Windpark mit drei Turbinen im rheinland-pfälzischen Rhein-Hunsrück-Kreis. Sie kauften den Park vom Entwickler ABO WIND. Erwartet werden 18,6 Mio. kWh pro Jahr von den zwei Turbinen des Typs Nordex N117 und einer REpower 3.2M. Die Inbetriebnahme soll im Mai erfolgen. Bis 2015 wollen die Stadtwerke mindestens 50% ihres Stroms aus Erneuerbaren Energien gewinnen.

Know-how Gewinn bei den Pfalzwerken

Pfälzer übernehmen 25,1% der Projekt GmbH

Mit der Übernahme von 25,1% an der Oldenburger Projekt GmbH und einer Beteiligungsoption von bis zu 50,1% bis 2016, sichern sich die Pfalzwerke aus Ludwigshafen langjähriges Know-how



aus Planung und Betrieb. Die 40-mannstarke Projekt GmbH wiederum sieht die Chancen, gemeinsam mit den Pfalzwerken die Dienstleistungen im Bereich Netze und Infrastruktur auszubauen sowie im Repowering und Stromhandel die Ressourcen der Pfalzwerke gewinnbringend nutzen zu können.

Schleswig-Holsteins Energiewende kommt voran

Offshore-Windpark vor Helgoland ist fertiggestellt

Im Offshore-Windpark Meerwind Süd/Ost in der Nordsee vor Helgoland wurden die letzten Turbinen installiert. Der Park mit seinen 80 Siemens SWT-3.6-120 wird laut Betreiber WindMW somit bis zu 360.000 Haushalte mit Strom versorgen können. Die 3.500 t schwere Offshore-Umspannstation ist nach Angaben des Betreibers angeschlossen. Innerhalb dieses Jahres soll die noch ausstehende Netzanbindung zum Festland erfolgen. Das Investitionsvolumen des ersten Offshore-Wind-

parks Schleswig-Holsteins beträgt aktuell ca. 1,2 Mrd. EUR. Drei weitere Parks befinden sich derzeit noch im Bau.

Google stellt neuen Rekord im Einkauf von grüner Energie auf

Ikea kauft 98 MW Windleistung ein

Mit dem Kauf von 407 MW an Windleistung sichert sich Google die grüne Stromversorgung seines Rechenzentrums im US-Staat Iowa. Der Internetriese kauft diese von MidAmerican Energy Holdings Co., einem Beteiligungsunternehmen des Starinvestors Warren Buffet. Mit dem Deal erklärt sich Google bereit, insgesamt mehr als 1 GW aus erneuerbaren Energien zu kaufen.

Neben Google investiert auch der schwedische Möbelhersteller Ikea weiter in Windenergie und verfolgt dabei das ambitionierte Ziel, bis 2020 so viel Strom aus erneuerbaren Energien zu gewinnen, wie er verbraucht. Der Windpark im Bundesstaat Illinois befindet sich derzeit im Bau und soll

zukünftig 98 MW leisten. Ikea kauft damit seinen ersten Windpark in den USA. Er ist das bislang größte Investment des Unternehmens im Bereich der erneuerbaren Energien. Gebaut werden die 49 Vestas Turbinen vom Typ V100-2,0 MW durch Apex Clean Energy Inc.

Kooperation bei Windprojekten in der Türkei

PNE WIND und STEAG halten jeweils 50% an der Gesellschaft

Die PNE WIND AG und die STEAG GmbH gründen eine gemeinsame Gesellschaft, um zukünftig Windpark-Projekte in der Türkei entwickeln zu können. In beiden Unternehmen werden nun Vorbereitungen für die kommende Ausschreibungsrunde für Windparks in der Türkei getroffen. PNE WIND bringt eine Reihe von Windpark-Projekten in die gemeinsame Unternehmung mit ein. STEAG ist seit ca. 30 Jahren im türkischen Energiesektor tätig und seit 7 Jahren auch in der Windenergie. Gemeinsam wollen die beiden Entwickler ihre Stärken ausspielen, um den dynamischen

Wachstumsmarkt der Türkei weiter für sich zu gewinnen.

Suzlon erhofft sich Rettung durch seine Tochter Senvion

Durch Börsengang der deutschen Tochter kann europäischer Kapitalmarkt erreicht werden

Laut Bloomberg-Mitteilung will der indische Windenergie-Konzern Suzlon durch einen erneuten Anlauf zu einem IPO seiner deutscher Tochter Senvion (ehemals REpower) Finanzmittelzuflüsse realisieren. Hierbei geht es um die Platzierung rund eines Drittels der Senvion-Anteile für ca. 600 Mio. EUR an der Londoner Börse. Danach kann eine Anleihe über weitere 400 Mio. EUR folgen.

Für den Börsengang sei eine Einigung mit den Gläubigern einer 2012 ausgefallenen Anleihe über 209 Mio. USD notwendig. Mit 2,1 Mrd. EUR Schulden steht Suzlon vor der Existenzfrage.

Laut Bloomberg wurden Investmentbanker von BNP Paribas, Deutscher Bank

und Morgan Stanley für die Vorbereitung des Börsenganges heran gezogen. Senvion wollte dies jedoch nicht öffentlich kommentieren.

Tarifdekret Wind in Frankreich gebilligt

Ende der Unsicherheit im französischen Windenergiemarkt

Noch in 2008 wurde das französische Tarifdekret von den Windkraftgegnern angefochten, in 2012 blieben der Beihilfe-Status und die Konformität mit der EU-Kommission fraglich. Ende 2013 wurde die Anzeigepflicht festgestellt und ein neues Tarifdekret vorbereitet. Dieses ist nun gebilligt und soll zeitnah erlassen werden. Damit beendet die französische Regierung die seit 2012 spürbare Unsicherheit in der Branche.

Die nächste EU-weit bedeutende Vorschrift, die für die Fortführung der Einspeisetarifsystems entscheidend wird, sind die „Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen“ der europäischen Kommission.



Kosten der Windenergie an Land in Deutschland im Mittelfeld aber zunehmend kosteneffizienter

Technologievorreiter verdient durch seine Exportorientierung

Laut der Ergänzung der letzten Studie

zu Kosteffizienz der Windenergie erfolgt die Windenergienutzung in Deutschland trotz vergleichsweise hoher Gesamtinvestitionskosten und niedriger Windpotentiale im Ländervergleich sehr kosteneffizient, auch wenn Deutschland bei den Windstromkosten im Mittelfeld liegt. Der Heimatmarkt hat eine wichtige Rolle als weltweit bedeutsames Innovations- und Testfeldes sowie eines weltbedeuteten Trendsetters. Die Innovationsbereitschaft in Deutschland ist laut der Studie der Deutschen WindGuard im internationalen Vergleich sehr hoch. Die besonders großen Nabenhöhen und Rotordurchmesser sind hierzulande durch das relativ niedrige Windpotenzial bedingt. Allerdings liegt Deutschland im oberen Mittelfeld nicht bei den Investitionskosten ebenso wie bei den Betriebskosten.

intensivierte Nutzung der Kohle wurde bestimmt durch den Preisverfall im europäischen CO₂-Emissionshandel bei gleichzeitig hohen Gaspreisen und fallenden Steinkohlepreisen“, erkennt die Studie. Agora Energiewende fordert den Anteil der Kohle im deutschen Stromsystem von aktuell 45% auf 19% im Jahr 2030 zu senken. Des Weiteren wird ein nationaler „Kohle-Konsens“ für Deutschland gefordert, um eine kohärente Transformationsstrategie für den Kohlesektor umzusetzen. Laut der vorgestellten Studie sollten Stromproduzenten, Gewerkschaften, Regierung und Umweltgruppen den „Kohle-Konsens“ gestalten.

Kohle stellt Gas in den Schatten

Energiewende-Paradox schadet dem Ziel des Klimaschutzes

Laut einer aktuellen Studie der Agora Energiewende im Vorfeld des IPCC-Berichts zu Klimaschutzmaßnahmen ist nicht die Stilllegung von Atomkraftwerken der Treiber für steigende Treibhausgasemissionen in Deutschland sondern vielmehr die Verdrängung der Erdgas-Stromerzeugung durch Stein- und Braunkohle sowie fehlende CO₂-Reduktionen in den Bereichen Wärme, Verkehr und Industrie. Seit 2011 stiegen die Treibhausgasemissionen wieder an, nachdem sie zuvor 20 Jahre lang gefallen waren. „Die

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des 4initia Newsletters wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des 4initia Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung von der 4initia GmbH unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.