



NEWS LETTER

April 2014

4/2014

Stehen die Pachten für Windenergieanlagen vor einer Erosion? Strompreisrückblick: März 2014 BayWa r.e. verkauft Windpark Selmsdorf III Acciona strebt den Verkauf seines weltweiten EE-Portfolios an RWE verkauft Teile von Gwynt y Mor Vestas gewinnt den Kampf um die Spitze Nordex zurück in den schwarzen Zahlen GE setzt auf langfristige Geschäfte in Wachstumsmärkten Vestas baut norddeutschen Bürgerwindpark Vattenfall und UKA Cottbus planen 50 MW Niedrige Strompreise bereiten den Stadtwerken Hannover große Sorgen Vorschlag für die Vergütung von Onshore-Windenergie 50Hertz und PSE-Operator regulieren Interkonnektor Änderungen für Solarstrom in der Schweiz

Stehen die Pachten für Windenergieanlagen vor einer Erosion?

Tarifsenkungen aber auch andere Faktoren können Preisdruck entfalten

von Matthias Pallutt

Verfolgt man die Entwicklung der Pachten für Windenergieanlagen über die letzten zehn Jahre, so konnte diese bis heute nur eine Richtung, nämlich die nach oben. Konnte man vor zehn Jahren die zum Betrieb einer Anlage notwendigen Flächen für etwa 3-5% der jährlichen Einspeisevergütung, maximal jedoch 10.000 EUR pro Anlage und Jahr sichern, so wurde im letzten Jahr mehrfach über Pachtabschlüsse deutlich über 10% der Einspeisevergütung bzw. jährliche Festpachten von 100.000 EUR pro Anlage berichtet. Der Abschluss eines Pachtvertrages zu solchen Konditionen hatte beinahe den Charakter eines Lottogewinns, machte er doch den Verpächter bei Realisierung des Projektes über die Dauer von 20 Jahren zum Millionär. Man kann in der heutigen Situation sicher feststel-

len, dass sich die Verpächter momentan wohl in der besten Position von allen Beteiligten eines Windprojektes befinden, beziehen sie doch an guten Standorten ein äußerst attraktives Entgelt bei sehr geringem Risiko. Vergleicht man die Situation eines Betreibers mit der des Verpächters, so muss man feststellen, dass nahezu alle Risiken beim Betreiber liegen. Schwankende Winderträge, technische Probleme bei der Anlagenverfügbarkeit, Netzabschaltungen, Kreditzinssteigerungen etc. sind Risiken, die sich elementar auf die Performance für den Betreiber auswirken und vielfach den Unterschied zwischen Gewinn und Verlust machen. Für den Verpächter macht es höchstens den Unterschied zwischen Mindestpacht bzw. einer nach oben offenen Partizipationspacht.

Was führte zu dieser Entwicklung? Erstens hat die durchschnittliche Anlagengröße der Windenergieanlagen stetig zugenommen. 3 MW pro Anlage sind heute keine Seltenheit. Darüber hinaus erreichen moderne Anlagen am selben Standort mehr Volllaststunden. Daher steht der Pacht heute ein überproportional gestiegener Stromertrag gegenüber und ist insoweit auch gerechtfertigt. Zweitens ist bis in das Jahr 2009 die Vergütung sogar gestiegen. Von 2001 bis 2008 sank die Vergütung zwar von 9,1 ct/kWh auf bis zu 8,0 ct/kWh ab. Im Jahr 2009 stieg die Vergütung jedoch wieder auf 9,2 ct/kWh an. Zusätzlich konnte die Vergütung noch durch den SDL-Bonus und ggf. Repowering-Bonus auf über 10 ct/kWh verbessert werden. Seither sind die Vergütungen zwar wieder im Rahmen der Tarifdegression gefallen, allerdings ergab sich im Jahr 2011 die Möglichkeit für alle Anlagenbetreiber durch die Direktvermarktung zusätzliche Erlöse in Höhe von bis zu 0,7 ct/kWh zu erzielen, was die Verluste aus der Tarifdegression ausglich. Insofern ist die Gesamtvergütung über die letzten zehn Jahre sogar leicht gestiegen. Drittens basierten die wirtschaftlichen Prognosen in den letzten Jahren tendenziell auf zu hohen Winderträgen. Die unter einem festen



Renditeziel des Betreibers wirtschaftlich ableitbaren Pachten reagieren überproportional auf den Windertrag, da sich viele Kostenpositionen nicht gleichsam erhöhen. Eine um 10% erhöhte Einspeisevergütung kann vielfach nach Abzug der operativen Kosten (ohne Pachten) und des Schuldendienstes zu einem Anstieg des freien Cash-Flows von 25% führen. Von diesem (wenn auch nur prognostischem Anstieg) haben sich die Verpächter ihren Anteil geholt. Viertens hat das allgemein gesunkene Zinsniveau der Kreditfinanzierung von Windprojekten zu einer Kostendämpfung geführt. Das, was eine Projektgesellschaft nicht an Darlehenszinsen ausgeben muss, steht damit für andere Stakeholder zu Verfügung. Auch davon haben Verpächter ihren Anteil eingefordert. Fünftens haben die Verpächter gelernt, ihre Flächen meistbietend zu vermarkten. Die großen Gewinne, die in der Projektentwicklung in den letzten Jahren zu verdienen waren, haben sich herumgesprochen. Ähnlich wie Projektentwickler ihre Projekte in einem Bieterverfahren vermarkten, werden geeignete Flächen über Versteigerungen angeboten. Der Wettbewerb um die guten Standorte hat enorm zugenommen und kitzelt so auch die letzte Reserve an Zahlungsbereitschaft heraus.

Alle wesentlichen Einflussfaktoren haben sich in den letzten Jahren positiv entwickelt und dazu geführt, dass große Teile der Wirtschaftlichkeitsverbesserungen in den Portemonnaies der Verpächter landeten. Aus heutiger Sicht ist jedoch nicht davon auszugehen, dass sich diese Entwicklung fortsetzen lässt. Die Anlagentechnologie wird sich wohl weiterentwickeln, allerdings erscheinen die großen technischen Sprünge der letzten Jahre nicht ohne weiteres

wiederholbar. Die Einspeisevergütung wird im Rahmen der Reform des EEG nun dauerhaft reduziert werden und die verpflichtende Direktvermarktung wird den Betreiber zukünftig Geld kosten, statt Zusatzvergütungen in Aussicht zu stellen. (Es waren ja nicht zuletzt die hohen Pachtpreise, die die Politik im Umfeld steigender EEG-Umlagen dazu veranlasst hat, Tarifkürzungen vorzunehmen.) Überschätzungen der Winderträge sollten aufgrund der verbesserten Prognoseverfahren der Vergangenheit angehören. Das Zinsniveau befindet sich augenblicklich auf einem historischen Tiefpunkt, der nur durch die Eurokrise bedingte, extrem lockere Geldpolitik der EZB möglich war. Die Vermarktung von Pachtflächen ist inzwischen weitgehend transparent, so dass die ökonomische Rente der Pachtfläche bereits weitgehend ausgereizt erscheint. Die vergangen zehn Jahre waren somit für Verpächter wie übrigens auch Projektentwickler das Beste aus allen Welten. Doch wann immer etwas nicht mehr besser werden kann, ist eine Verschlechterung, zumindest aber eine Stagnation vorprogrammiert. Alle in der Vergangenheit abgeschlossenen Pachtverträge sind selbstverständlich Marktpreise und insofern nicht zu beanstanden. Eine ordnungspolitisch fragwürdige Pachtpreisbremse für Windenergieanlagen, als Pendant zur Mietpreisbremse im Wohnungsmarkt, ist nicht erforderlich. Es reicht eine Absenkung der Tarife, um Pachten unter Druck zu setzen. Doch wird dies im Ergebnis nicht nur zu einem allgemein gesunkenen Pachtniveau führen. An guten Standorten werden die Pachten sinken, aber an mäßigen Standorten wird es kein Windprojekt mehr geben, da selbst eine kostenlose Nutzung der Flächen einen wirtschaftlichen Betrieb

eines Windparks nicht mehr erlaubt. Nach internen Kalkulationen werden Standorte mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten um 6,0 m/s kaum noch realisierbar sein und jedes Jahr dürfte aufgrund der Tarifdegression die Anforderung an die Windhöffigkeit des Standortes weiter wachsen, wenn dem nicht an anderer Stelle wirtschaftliche Verbesserungen gegenüber stehen. Damit wird gerade das Potenzial an Standorten für die Windenergie in Süddeutschland schlagartig ausgedünnt. Auch dies ist eine Konsequenz der angekündigten Tarifkürzung. Fraglich ist an dieser Stelle, ob eine Verschlechterung des wirtschaftlichen Gesamtumfeldes genauso schnell bei den Verpächtern ankommt oder ob diese die Höhe der angebotenen Pachten an den Zahlen aus der unmittelbaren Vergangenheit beurteilen. Dann könnten den Projektentwicklern schwierige Verhandlungen bzw. Nachverhandlungen bevorstehen.

Strompreisrückblick: März 2014

Solarstromeinspeisung im Vergleich zum Vormonat mehr als verdoppelt – Grundlast- und Spitzenlaststrompreis auf sehr niedrigem Niveau

Die Strompreise am Day-Ahead-Spotmarkt der European Energy Exchange

(EEX) befinden sich weiterhin im Sinkflug. Die überwiegend milde Witterung im März und die sehr hohe Erzeugung der regenerativen Energien ließen den Physical Electricity Index (PHELIX) für das Marktgebiet Deutschland/Österreich deutlich fallen. Für Grundlaststrom (Phelix Day Base-Tarif) wurden im März etwa 31 €/MWh erlöst, was 7,7% Preissenkung gegenüber Februar entspricht. Spitzenlaststrom (Phelix Day Peak-Tarif) vergünstigte sich sogar um 13% auf 33,75 €/MWh.

In der ersten vollen Märzwoche vom 03. bis 09. März kam es zunächst zu einem leichten Anstieg des Börsenstrompreises. Am 04. März wurde der Monatshöchstwert von ca. 47 €/MWh für Grundlast- bzw. 55 €/MWh für Spitzenlaststrom erreicht. Danach vergünstigte sich der Handelspreis für Börsenstrom aufgrund der Zunahme der regenerativen Stromproduktion kontinuierlich auf ein Niveau von etwa 20 €/MWh am 09. März. Die Windstromerzeugung in Deutschland erfolgte mit deutlichen Leistungsschwankungen zwischen unter 1 GW bis hin zu etwa 11 GW. Die Photovoltaikanlagen trugen werktags mit etwa 12 bis 15 GW zur Stromproduktion bei, am 09. März wurde erstmals im Monat

die 20 GW Marke überschritten.

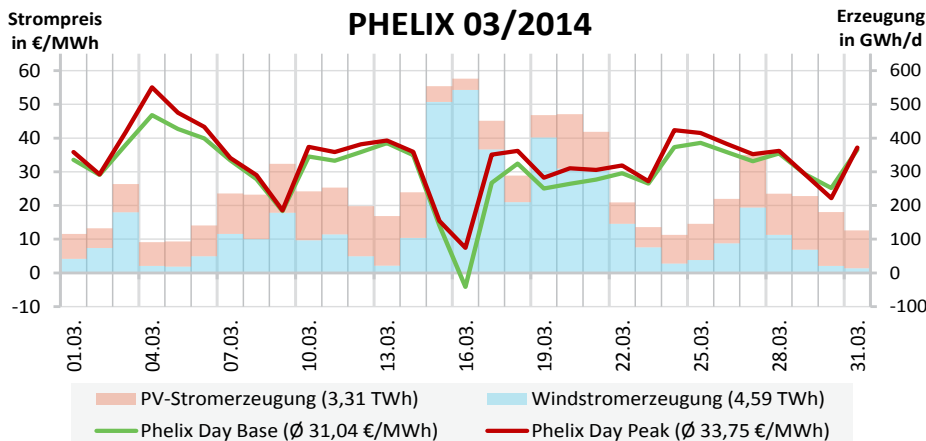
Das sonnige Wetter setzte sich in der Folgewoche vom 10. bis 16. März zunächst fort. Werktags wurden im Produktionsmaximum der PV-Anlagen stets etwa 20 bis 22 GW Leistung bereitgestellt. Dies wirkte sich insbesondere auf den Peak-Strompreis aus, welcher auf das Niveau des Grundlasttarifes von durchschnittlich 35 €/MWh absank. Die Windstromproduktion ließ im Verlauf der Woche vorübergehend deutlich nach. Am 13. März speisten alle 23.600 Windenergieanlagen in Deutschland aufgrund absoluter Flaute in Summe mit gerade einmal 0,032 GW in das Netz ein. Zum Wochenende des 15. und 16. März stieg die Windstromproduktion allerdings extrem stark an. Innerhalb von 24 Stunden erhöhte sich die Leistung aufgrund stürmischen Wetters von 0,1 GW auf 24,2 GW am 15. März. Am Folgetag wurde mit 24,7 GW der Monatshöchstwert der Windenergieeinspeisung erreicht. Aufgrund der niedrigen Stromnachfrage am Sonntag und des gleichzeitig hohen EE-Angebotes traten am 16. März in mehreren Handelstunden negative Strompreise von bis zu -60 €/MWh auf. Als Resultat erreichte der durchschnittliche Grundlaststrompreis an diesem Tag

ebenfalls ein negatives Niveau von rund -4 €/MWh.

In der Folgewoche ab dem 17. März herrschte weiterhin gutes EE-Wetter in Deutschland vor. Die kombinierte Erzeugung von Wind- und Solarstrom überschritt mehrfach die 30 GW-Marke. Der Börsenstrompreis blieb über die gesamte Woche auf einem konstanten Niveau von etwa 30 €/MWh.

Die letzte Märzwoche war durch sehr gute Sonnenverhältnisse und mäßiges Windaufkommen geprägt. PV-Anlagen steuerten maximal 22,6 GW Leistung zur Stromerzeugung bei. Die Windenergieerzeugung steuerte dauerhaft weniger als 10 GW bei, am 30. und 31. März sogar weniger als 1 GW Leistung. Der Handelspreis für Börsenstrom stieg infolge dessen geringfügig an und belief sich im Mittel auf ca. 34 €/MWh für diese Periode.

Die Summe der Solarstromerzeugung hat sich im März gegenüber dem Vormonat wegen des überwiegend sonnigen Wetters auf 3,3 TWh um etwa 102% gesteigert. Die Menge des generierten Windstromes ging im Vergleich zum Februar um etwa 26% zurück und bemisst sich auf insgesamt 4,59 TWh.



Quelle: epexspot.com/de/marktdaten

BayWa r.e. verkauft Windpark Selmsdorf III

KKB Deutschland setzt Grundstein für Entwicklung

Der küstennahe Windpark Selmsdorf III im Landkreis Nordwestmecklenburg wurde als letzter Teilabschnitt im Dezember 2013 in Betrieb genommen. Die BayWa r.e. renewable energy GmbH entwickelte und errichtete den

Windpark schlüsselfertig. Der aus vier E-82 E2/2.300 kW Windturbinen bestehende Windpark wurde an die KKB Deutschland, eine Tochter des Schweizer Energieversorgers Kleinkraftwerk Birseck AG, veräußert. Der neue Eigner setzt nach eigenen Angaben mit dem Erwerb des windreichen Windparks Selmsdorf III einen Grundstein für seine geplanten Entwicklungsaktivitäten in Deutschland. Die technische und kaufmännische Betriebsführung wird weiterhin von der BayWa r.e. übernommen.



Acciona strebt den Verkauf seines weltweiten EE-Portfolios an

Wind- und Solarausbau in Zukunftsmärkten beschleunigen

Das spanische Unternehmen Acciona bietet sein globales Erneuerbare-Energien-Portfolio über 2,3 GW zu Verkauf an. Dabei werden Finanzinvestoren gesucht, die Minoritäten von bis zu 49% an Windenergie- und Solaranlagen außerhalb von Spanien übernehmen. Der Verkaufsprozess ist angestoßen und erste Angebote werden geprüft. „vermeldet das Unternehmen auf der EWEA-Konferenz 2014 in Barcelona. Im Jahr 2013 verzeichnete Acciona einen Netto-Verlust von 1,97 Mrd. € in Folge einer rückwirkenden Gesetzesänderung im spanischen Elektrizitätssektor, die Subventionszahlungen für Windenergie- Solaranlagen zurückfordert. Als Folge will das Unternehmen seine Investitionen auf den Abschluss der bereits laufenden Projekte beschränken und Finanzpartner in sein internatio-

nales Erneuerbarer Energien-Portfolio mit einbeziehen. Die Maßnahmen haben die Zielsetzung, das eigene Wachstum in Zukunftsmärkten wie Lateinamerika und Indien zu beschleunigen. Acciona ist dabei, Geschäfte über 425 MW Windleistung in der Türkei sowie Photovoltaik-Aufträge in Australien, Kanada, Chile und Mexiko abzuschließen. Die Anlagen werden voraussichtlich zwischen 2014 und 2016 ans Netz gehen. Darüber hinaus wird das Unternehmen Projekte in der Türkei entwickeln, an denen es Minoritäten hält, wenn dies den Abschluss von Bauverträgen erleichtert.

RWE verkauft Teile von Gwynt y Mor

Green Investment Bank investiert 268 Mio. € in Offshore-Windpark

Die RWE Innogy trennt sich von einem Teil seines Offshore-Windpark Gwynt y Mor. Der Park erreicht im vollausgebauten Zustand eine Nennleistung von bis zu 576 MW. Zum Einsatz kommen 160 Siemens-Turbinen des Typs

SWT-3.6-107, die ca. 400.000 Haushalte mit Strom versorgen können. Der Käufer, die Green Investment Bank, erwirbt 10% der Anteile am gesamten Offshore-Windpark und zahlt dafür umgerechnet 268 Mio. €. Den Erlös will RWE umgehend in weitere Erneuerbare Energie-Projekte investieren.

Vestas gewinnt den Kampf um die Spitze

GE und Gamesa brechen ein, Enercon und Nordex legen zu

Nach einer Marktstudie von MAKE Consulting reduzierte sich der weltweite Marktanteil des dänischen Windturbinenherstellers um 1,4%-Punkte auf 13,2% in 2013 gegenüber dem Vorjahr. Dies reicht jedoch aus, um den Spitzenplatz in der Welt einzunehmen, da GE mit einem Minus von 8,7%-Punkten noch viel gravierender verlor und auf dem sechsten Platz landet. Der entscheidende Grund dafür liegt laut MAKE in der verspäteten Verlängerung der Steuergutschriften im US-Heimatmarkt von GE. Dieser sorgte

für einen Einbruch von über 90% im US-Windmarkt. Nach einer Studie der GlobalData zu den Neuinstallationen in 2013 folgt, dass GE einen Einbruch von über 80% gegenüber dem Vorjahr erlitt. Ebenso betroffen vom Einbruch des US-Windmarktes war Siemens, dessen Onshore-Geschäft sich mehr als halbierte. Kompensiert wurde dies durch die starke Position im Offshore-Geschäft, in dem Siemens-Turbinen einen Marktanteil von 68% erreichten. Letztlich landet Siemens auf Rang vier. Ein weiterer Verlierer aus dem Jahr 2013 ist die spanische Gamesa Corporacion Tecnologica, die aus der Top 5 -Riege der Windturbinenhersteller ausscheidet. Mit einem Plus von 1,9%-Punkten gewinnt Enercon hinzu und belegt Platz drei in der Welt. Der Hersteller kann sich vor Vestas in der wichtigen EMEA-Region platzieren und kommt insgesamt auf einen weltweiten Marktanteil von 10,1%. Damit liegt er um 0,2%-Punkte hinter der chinesischen Goldwind, die mit 4,1%-Punkten prozentual den größten Sprung vorweisen kann. Die indische Suzlon Group belegt nach zuletzt dem sechsten Rang weltweit nun wieder Platz fünf. Das Wachstum gründet sich laut GlobalData auf Großprojekten in Kanada, Deutschland

und Polen. Ein weiterer Gewinner aus Deutschland ist der Hersteller Nordex, der vom deutschen Ausbauboom des vergangenen Jahres profitierte, in dem allein rund 3 GW Windleistung ans Netz gingen.

Nordex zurück in den schwarzen Zahlen

Positive Geschäftszahlen für 2013 und Zuversicht für 2014

Nordex' positive Geschäftszahlen für 2013 wurden kürzlich bestätigt und der Ausblick für das laufende Jahr vorgestellt. Das Unternehmen setzt zukünftig auf eine höhere Rentabilität und strebt für 2014 eine EBIT-Marge von 3,5 bis 4,5% an (2013: 3%). Der Umsatz soll von 1,4 Mrd. € in 2013 moderat auf 1,5 Mrd. € in 2014 wachsen. Die Ursachen für die positive Entwicklung aus den Verlustjahren 2011 und 2012 zu einem Konzerngewinn nach Zinsen und Steuern von 10,3 Mio. € in 2013 sieht Nordex in operativen Maßnahmen, wie Materialkostensenkungen um durchschnittlich ca. 100.000 € pro Windtur-

bine, eine professionellere Abwicklung von Projekten und profitablere Aufträge mit neuen Produkten. Somit hat sich Nordex einen Platz unter den Top 10 Herstellern für Onshore-Windenergie-turbinen gesichert. Für das laufende Geschäftsjahr werden nach eigenen Angaben das Kostensenkungsprogramm „CORE 15“ und der Serienanlauf der neuen Produktplattform Delta als Standbeine des Unternehmenserfolgs gesehen.

GE setzt auf langfristige Geschäfte in Wachstumsmärkten

Reaktionen auf Schwankungen am US-Markt

Der vom US-Windmarkt geschwächte Windturbinenhersteller GE Wind Energy setzt auf sein Wachstum in Europa und Ländern wie der Türkei, Russland, Saudi-Arabien oder Indien. Auf der diesjährigen EWEA-Konferenz in Barcelona wurden Vertragsabschlüsse für mehre europäische Länder verkündet. In Deutschland brachte GE in 2013 30 MW an Netz und hat bereits für dieses Jahr 44 Anlagen vom Typ 2.5-120 verkaufen können. Der Vorstand der GE Energy Deutschland kündigte auf der Fachmesse E-World an, bis Ende 2015 mindestens 15% des Marktanteils in Deutschland zu gewinnen. Einen Wettbewerbsvorteil will GE durch den Einsatz von Gittermasttürmen in Höhe von 139 m erreichen. Diese Turmbauweise liegt gegenüber Stahltürmen klar im Kostenvorteil und birgt weitere logistische Vorteile mit sich. Die Deutschland-Premiere des Turms wird noch



für dieses Jahr erwartet. GE zeigt kein Interesse an einer Wiederaufnahme des Offshore-Geschäfts, da der prognostizierte Markt auf See zu klein scheint.

Vestas baut nord-deutschen Bürgerwindpark

Über 700 Kommanditisten involviert

Der Bürgerwindpark Eider in Schleswig-Holstein wird mit 22 Windenergieanlagen des Typs Vestas V112-3.3 MW im Herbst 2014 errichtet und soll schon im Winter in Betrieb gehen. Mit über 700 Kommanditisten ist der Park ein Beispiel für eine volksnahe und demokratische Teilhabe an der Energiewende. Die Turbinen des Weltmarktführers Vestas sollen mehr als 190 Mio. kWh pro Jahr produzieren. Neben den Kauf- und Lieferverträgen wurde ein Wartungs- und Servicevertrag mit der Vestas Central Europe geschlossen, der eine Laufzeit von 15 Jahren vorsieht.

Vattenfall und UKA Cottbus planen 50 MW

Synergien für Windpark in der Niederlausitz

Der Windparkentwickler UKA Cottbus Projektentwicklung GmbH & Co. KG und die Vattenfall Europe Windkraft GmbH entwickeln gemeinsam den Windpark Duben-Süd in der Niederlausitz. Der Park umfasst nach aktuellem

Stand 20 Windturbinen, wovon elf von Vattenfall und neun von UKA Cottbus errichtet werden sollen. Das gemeinsame Auftreten gegenüber der Stadt Luckau schafft Zeit- und Kostenvorteile in der Planungs- und Genehmigungsphase. Beide Partner sind lokal verankert und wollen zeigen, dass Synergien durch solch eine Kooperation entstehen können. Bisher sind nach Angaben der UKA Cottbus positive Erfahrungen in der Zusammenarbeit zur Schaffung „optimaler Bedingungen für den Naturschutz“ gesammelt worden.

Niedrige Strompreise bereiten den Stadtwerken Hannover große Sorgen

20 Mio. € Verlust in der Kraftwerkssparte

Auf der Bilanzpressekonferenz im März räumt die Stadtwerke Hannover AG ein, im vergangenen Jahr trotz erfolgreichen Optimierungen in Personal- und Sachkosten, 20 Mio. € Verluste in der Kraftwerkssparte erlitten zu haben. Das Geschäftsjahr 2013 fiel mit 106,6 Mio. € Jahresergebnis um 6,8% niedriger als im Vorjahr aus. Begründet wird der Verlust mit dem wirtschaftlichen Druck, der von den sehr niedrigen Strompreisen am Markt ausgeht. Die Stadtwerke Hannover AG beantragte für ihr gasbefeuertes Kraftwerk Herrenhausen die Stilllegung. Die gasbefeuerte GuD-Anlage in Linden wird nur noch im Winter für Fernwärme gefahren. Zu niedrig seien die Strompreise am Markt. Fällt der Strompreis unter 30 €/MWh schaltet die Stadtwerke Hannover AG

Kapazitäten ab und kauft Strom am Markt ein. Deutschlandweit lägen nach Angaben der Bundesnetzagentur bereits 42 Anträge auf Stilllegungen der Bundesnetzagentur vor. Im Gegensatz dazu lieferte das Steinkohlekraftwerk Mehrum, an dem die SW Hannover Hauptanteilseigner ist, ein Rekordjahr ab. Über die Kraftwerkssparte hinaus melden die Stadtwerke ein signifikantes Wachstum im Contracting-Geschäft. Dies schloss mit einem Umsatz von 245 Mio. € und somit rund 20 Mio. € über dem Vorjahr ab und trägt mit 14,5 Mio. € zum Geschäftsergebnis bei. Besonders erwähnenswert ist die erfolgreiche Gründung der Enercity Erneuerbare GmbH, mit der ein wichtiger Meilenstein für die Versorgung mit Grünstrom gesetzt wurde. Die Zielsetzung des Energieversorgers ist es, bis 2020 alle hannoverschen Haushaltskunden ausschließlich mit erneuerbarem Strom zu versorgen. Dafür wurden bereits zwei Windparks mit jährlich insgesamt 62 Mio. kWh erworben und eine Photovoltaikanlage mit 2 MW Leistung gebaut.

Vorschlag für die Vergütung von Onshore-Windenergie

Agora Energiewende passt das Referenzertragsmodell an

Die Agora Energiewende legt einen Vorschlag für die zukünftige Finanze-

zung der Onshore-Windenergie vor. Dieser sieht vor, das aktuelle Referenzertragsmodell anzupassen. Somit sollen Kosten gesenkt und gleichzeitig ein kontinuierlicher Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen gesichert werden. Auf der Basis eines Gutachtens der Deutschen WindGuard hat die Agora Energiewende eine Vergütung zwischen 5,2 und 8,9 ct/kWh abhängig vom Windstandort vorgesehen. Berücksichtigt wird diese im Referenzertragsmodell, das differenziert nach Höhe und Standortqualität in der Vergütung unterscheiden lässt. Nachbesserungen sieht der Vorschlag in den veralteten Referenzwerten vor, die an aktuelle Windanlagenhöhen angepasst werden sollen. Des Weiteren sollte die bisherige Benachteiligung systemdienlicher Anlagen verringert und zusätzlich übermäßige Entschädigung im Fall von Abregelungen vermieden werden. Insgesamt sieht der Vorschlag ein Einsparpotential von 10 bis 20% gegenüber dem aktuellen Vergütungsmodell vor. Es ergäbe sich für den notwendigen Zubau von drei Gigawatt gegenüber zwei Gigawatt Onshore-Windleistung eine Erhöhung des EEGs von etwa 0,06 ct/kWh.

50Hertz und PSE-Operator regulieren Interkonnektor

Virtueller Phasenschieber soll osteuropäische Nachbarn vor Überlastungen schützen

Die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH und der polnische Nachbarbetreiber PSE-Opera-

tor betreiben seit Mitte März einen virtuellen Phasenschieber, der durch Redispatch-Maßnahmen im Grenzgebiet überhöhte Einspeisungen in das polnische Netz, durch vornehmlich deutschen Ökostrom, abbauen soll. Ab Ende 2015 soll PSE-Operator im Umspannwerk Mikulowa einen physischen Phasenschieber installiert haben, der dann die Leitung Mikulowa – Hagenwerder reguliert. Bis Herbst 2017 will 50Hertz einen Phasenschieber-Transformator im Umspannwerk Vierraden installieren, dessen Zuständigkeit der Interkonnektor Vierraden – Krajnik sein wird. Die Vorteile der Investition bestehen darin, dass polnische und tschechische Netze vor Überlastungen aus Deutschland geschützt werden und, dass zukünftig systemtechnische Kapazitäten für den Stromhandel zwischen Deutschland und Polen geschaffen werden.

Änderungen für Solarstrom in der Schweiz

Eigenverbrauch und veränderte Förderung

In der Schweiz ist mit dem 01. April 2014 der Eigenverbrauch von Solarstrom gestattet. Laut der geänderten Energieverordnung erhalten alle Stromproduzenten das Recht, „selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selbst zu verbrauchen“. Eingeschlossen in den Eigenverbrauch werden auch Dritte, wie beispielsweise Mieter. In der Vergangenheit gab es einzelne Energieversorger, die den Eigenverbrauch nicht zuließen. Des Weiteren sieht die Änderung der

Energieverordnung des Schweizer Bundesrates Änderungen in der Solarstromförderung vor. Künftig erhalten Anlagen unter 10 kW Leistung keine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), sondern eine Bezuschussung in Höhe von 30% der Anschaffungskosten. Betreiber mit Anlagen zwischen 10 und 30 kW haben die Wahl zwischen Zuschuss und Vergütung. Jedoch müssen Antragsteller oftmals Jahre auf eine Bewilligung warten, da es für die KEV festgelegte Jahreskontingente gibt. Die Warteliste soll nun dank des Zuschusses abgebaut werden. Die Netzbetreiber müssen den produzierten Strom zu einem „marktgerechten Preis“, der umgerechnet zwischen 4,1 und 7,4 ct/kWh liegen soll, abnehmen. Der Branchenverband Swissolar begrüßt die Änderungen des Schweizer Bundesrates in Energieverordnung und sieht Entlastungen der KEV sowie positive Impulse für die dezentrale Solarstromproduktion in der Schweiz.

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.