



NEWS LETTER

Oktober 2014

10/2014

Ausschreibung ante portas - Vergütung von onshore-Wind vor einem Systemwechsel Strompreisrückblick: September 2014 UKA verkauft 47 MW an Allianz-Fonds Projektentwickler Planet Energy beteiligt sich an Windpark-Projekt MVV übernimmt Windwärts EnBW baut Projektentwicklung aus RWE findet Mehrheits-eigner für ihren Offshore Windpark Gute Aussichten der Sanierung von Prokon Romande Energie kauft Windpark in Bretagne Rockefeller-Stiftung investiert in erneuerbare statt fossile Energieträger Premiere der Stealth-Technik bei Windkraftanlagen Windparks in Mecklenburg-Vorpommern bald nur noch mit Bürgerbeteiligung?

Ausschreibung ante portas - Vergütung von onshore-Wind vor einem Systemwechsel

Welche Konsequenzen das kommende Vergütungssystem für den Ausbau der Windenergie hat

von Matthias Pallutt

Bereits in der Novelle des EEG von 2014 angekündigt, soll mittelfristig der Ausbau Erneuerbarer Energien nicht mehr über feste Tarife, sondern „wettbewerblich“ über Ausschreibungen erfolgen. Neben der Motivation der Kostensenkung soll auch der Wettbewerb zwischen den Technologien mittelfristig gefördert werden. Auch wenn diese erst 2017 eingeführt werden sollen, ist eine Erprobung bereits 2015 im Bereich der Photovoltaik angedacht. Die damit gemachten Erfahrungen sollen dann als Grundlage für die weitere Gestaltung der Rahmenbedingungen auch im Windbereich dienen.

Bisher ist das Ausschreibungssystem auch für Photovoltaik nicht im Detail beschrieben und noch Gegenstand von Diskussionen bzw. Anpassungen. Allerdings liefert das Eckpunktepapier erste Hinweise auf die grundlegenden Rahmenbedingungen, nach denen im Photovoltaik-Bereich ausgeschrieben werden soll. Folgende Elemente sind danach in der Diskussion:

Ausschreibungsgegenstand

Im Rahmen der Ausschreibung soll die installierte Leistung von Photovol-

taik-Freiflächenanlagen versteigert werden. Die Teilnehmer an der Ausschreibung benennen das Ausmaß der installierten Leistung, für die sie eine Förderberechtigung erhalten möchten, und bieten einen anzulegenden Wert des eingespeisten Stroms im Sinne des § 23 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014, der die Basis für die Berechnung der gleitenden Marktprämie bildet. Soweit die Gebote die ausgeschriebene Menge übersteigen, erhalten die Bieter, die die niedrigsten anzulegenden Werte bieten, den Zuschlag. Die Förderung erfolgt dann im Rahmen der Direktvermarktung über die gleitende Marktprämie pro eingespeiste Kilowattstunde.

Ausschreibungsvolumen

Das Ausschreibungsvolumen soll mit 600 MW pro Jahr über die im Koalitionsvertrag verankerte Mindestgröße von 400 MW hinausgehen. Hintergrund sind die derzeit noch fehlenden Erfahrungen über die Realisierungsrate bei den bezuschlagten Projekten. Es ist damit zu rechnen, dass nicht alle bezuschlagten Projekte auch tatsächlich realisiert werden können.

Ausschreibungsverfahren

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie schlägt auf der Basis der Ergebnisse des wissenschaftlichen Vorhabens vor, mit einer statischen



„Pay-as-Bid“-Ausschreibung zu beginnen. Hierbei werden in jeder Ausschreibungsrunde einmalig verdeckte Gebote abgegeben, an die der jeweilige Bieter gebunden ist und die nicht mehr verändert werden können. Soweit die insgesamt gebotene Menge die ausgeschriebene Menge übersteigt, erhalten die kostengünstigsten Gebote den Zuschlag zu ihrem jeweils gebotenen Preis.

Qualifikationsanforderungen und Pönalen

Um sicherzustellen, dass ein großer Teil der bezuschlagten Projekte auch tatsächlich realisiert wird, müssen Vorkehrungen getroffen werden, die zu einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit führen. In Betracht kommen hierfür Qualifikationsanforderungen für die Teilnehmer an den Ausschreibungen und Pönalen im Falle der Verzögerung oder Nichtrealisierung der Projekte. Bei den Qualifikationsanforderungen kann zwischen finanziellen oder materiellen Anforderungen unterschieden werden. Als materielle Voraussetzung für die Teilnahme an der Pilotausschreibung wird das Vorliegen eines Aufstellungsbeschlusses einer Gemeinde für einen Bebauungsplan und der Nachweis einer vorläufigen

Netzanschlusszusage des Netzbetreibers vorgeschlagen. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die Teilnehmer an der Ausschreibung auch tatsächlich Projekte in Aussicht haben und die Gebote mit konkreten Projekten unterlegt sind. Als finanzielle Qualifikationsanforderung sollen die Teilnehmer eine finanzielle Sicherheit („Bid-Bond“) vor der Gebotsabgabe vorlegen, welche die Ernsthaftigkeit des Gebots nachweist. Bei Bezuschlagung ist eine im Vergleich zum Bid-Bond größere Sicherheit zu hinterlegen, welche die Pönale im Falle der Verzögerung oder Nichtrealisierung des Projekts absichert. Die Höhe dieser finanziellen Sicherheiten ist noch festzulegen. Im wissenschaftlichen Gutachten wird bei Einreichung des Angebots zunächst eine geringere finanzielle Sicherheit in einem Umfang von 2 bis 5 €/KW Leistung und bei Erteilung des Zuschlags eine finanzielle Sicherheit zur Absicherung der Strafzahlung bei Nichtrealisierung in Höhe von 25 bis 50 €/KW Leistung vorgeschlagen. Die Pönalen bei Verzögerung und Nichtrealisierung sollen zweistufig ausgestaltet werden. Eine erste Pönale soll fällig werden, wenn der Bieter, der einen Zuschlag erhalten hat, seine Anlage nicht innerhalb von 18 Monaten in Betrieb nimmt. Wenn 24 Monate nach der Zuschlags-

erteilung die installierte Leistung nicht oder nur teilweise realisiert worden ist, soll die Förderberechtigung ganz bzw. für den nicht realisierten Teil entzogen werden und der Bieter muss eine Geldstrafe zahlen.

Übertragbarkeit der Förderberechtigung

Nach der Erteilung eines Zuschlags erhält der Bieter eine Förderberechtigung. Diese Förderberechtigung kann theoretisch projektbezogen, personenbezogen oder frei handelbar ausgestaltet werden: Für die Ausschreibung der Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen favorisiert die Bunderegierung nach dem derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstand eine der ersten beiden Möglichkeiten, da eine freie Handelbarkeit zu Spekulationen und Marktverzerrungen führen könne.

Windprojektentwicklern wird angesichts dieser Ausschreibungsparameter vermutlich mulmig zumute sein. Zwar sagt das Eckpunktepapier, dass die Bedingungen ausschließlich für Photovoltaik gelten und nicht eins zu eins in andere Segmente übertragen werden sollen. Da es für den Windbereich noch keine anderen Informationen gibt, ist das Eckpunktepapier aber zunächst ein erster Anhaltspunkt. Sofern die Bedingungen in dieser Form auf den Windbereich übertragen werden sollten, würde dies die Spielregeln des Marktes komplett ändern.

Die Konsequenzen einer solchen Vorgehensweise könnten sehr weitreichend sein. Im derzeitigen Umfeld haben Projektentwickler, Banken und Eigenkapitalinvestoren aufgrund der kalendarischen Bestimmung der Tarifhöhe einen gut kalkulierbaren Tarif, mit dem die verfolgten Projekte bewertet werden



können. Mit der Reform des EEG von 2014 hat sich diese Planbarkeit aufgrund noch nicht bekannter Degressionsätze bereits reduziert. Da momentan jedoch sehr viele Windparks in Betrieb gehen, kann sich die Branche zumindest für das Jahr 2016 voraussichtlich auf Degressionsätze in der maximal vorgesehenen Größenordnung einstellen. Die Projektentwickler werden dies zwar bedauern, haben aber damit zumindest den Worst Case abgebildet und sind somit auf der sicheren Seite.

Mit der Einführung der Ausschreibungen ändert sich der Modus, in dem Projektentwickler ihr Geschäft betreiben können, grundsätzlich. Will ein Projektentwickler mit einer bestimmten Kapazität, denn dies und nicht die erwartete Stromproduktion ist der Ausschreibungsgegenstand, an einer Ausschreibung teilnehmen, so verlangt die Behörde Sicherheit, dass das Projekt auch realisiert werden kann. Dies kann aus der Natur der Sache heraus nur dann der Fall sein, wenn das Projekt vollständig genehmigt und der Netzanschluss gesichert ist, ansonsten könnten noch Anlagen im Genehmigungsverfahren wegfallen, wodurch die erwähnten Pönalen ausgelöst würden. Dies bedeutet jedoch, dass der Projektentwickler erst unmittelbar vor Beginn der Bauphase seine Einspeisevergütung kennt und daraufhin die Finanzierung bei der Bank beantragen kann. Damit muss der Projektentwickler einen sehr hohen Projektentwicklungsaufwand betreiben, der bis zu einer erfolgreichen Ausschreibungsteilnahme

komplett im Risiko steht.

Man muss kein Prophet sein, um zu erahnen, welche Konsequenzen dieser Systemwechsel haben kann. Der onshore-Wind-Projektentwicklung drohen mehrfache „Henne-Ei-Probleme“. Wie sollen Standorte gesichert und Nutzungsentgelte vereinbart werden, wenn die Vergütung des Projektes nicht bekannt ist? Wie kann der Netzanschluss gesichert werden, wenn nicht bekannt ist, ob eine Ausschreibung gewonnen wird? Wie kann eine risikoadäquate Rendite für den Eigenkapitalinvestor sichergestellt werden, wenn die Höhe des Tarifes maßgeblich bestimmt, mit welchem Hebel das Projekt mit Bankkrediten beliehen werden kann? Projektentwickler müssen hohe Risiken eingehen und erfahren erst kurz vor der Realisierung, ob ein Projekt den Aufwand wert war. Scheitert ein Projekt nach gewonnener Ausschreibung dann noch an der Finanzierung, drohen empfindliche Strafen. All dies erzeugt sehr viel Unsicherheit und jede Unsicherheit treibt die Risikoprämien nach oben und verteuert damit die Kosten der Projektentwicklung. Wie jedoch langfristig die Einspeisevergütung gesenkt werden soll, wenn die Projektentwicklungskosten steigen, erscheint fraglich.

Anreize für eine bedarfsgerechte, verbrauchsnahe Erzeugung werden nicht gesetzt

Doch auch Abseits der vermutlich drastischen betriebswirtschaftlichen Auswirkungen für die Projektentwickler, ergeben sich auch volkswirtschaftliche Auswirkungen, die bedacht werden sollten. Sollte das vorgestellte Ausschreibungssystem in dieser Form auch auf die Windenergie angewendet werden, werden sich Windprojektentwicklungen auf die absoluten Gunststandorte

in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und ggf. Nordbrandenburg mit Windgeschwindigkeiten über 7,5 m/s konzentrieren. Schwanken PV-Erträge innerhalb Deutschlands lediglich zwischen 950 und 1.150 Volllaststunden, fallen diese Schwankungen bei der Windenergie aufgrund des kubischen Eingangs der Windgeschwindigkeit in den Ertrag eher zwischen 1.800 und 3.600 Volllaststunden. Süddeutsche Standorte, an denen Windgeschwindigkeiten von kaum mehr als 6 m/s vorherrschen, scheiden aus der Projektentwicklung aus. Diese Projekte werden nicht mehr realisiert und bestehende Windparks in diesen Regionen wohl auch kaum repowert werden können. Dies führt erstens zu einer zunehmenden Korrelation der Einspeisung der einzelnen Windenergieanlagen untereinander, wodurch sich das Problem temporärer Lastspitzen tendenziell vergrößert. Dies führt wiederum dazu, dass die Börsenstrompreise bei entsprechendem Windangebot stärker fallen, wodurch sich die Schere zwischen EEG-Tarif und Marktpreisen für EEG-Altanlagen weiter öffnet und sich damit die EEG-Umlage zusätzlich erhöht. Zusätzlich wird der Bedarf an ohnehin eher knappen Leitungskapazitäten steigen, da der in Norddeutschland erzeugte Strom dort nicht mehr verbraucht werden kann und nach Süddeutschland oder gleich ins Ausland abtransportiert werden muss. Wieder einmal setzt ein so funktionierendes Vergütungssystem lediglich den Anreiz zu einer Maximierung der eingespeisten Energiemenge, trägt aber kaum zu einem ausbalancierten Gesamtsystem bei. Abschließend muss darauf hingewiesen werden, dass Projektentwickler ohne einen guten Zugang zu Flächen in den windhöffigen

Regionen Deutschlands damit keine Lebensgrundlage mehr haben, mit allen Konsequenzen für Arbeitsplätze, lokale Wertschöpfung und Steuereinnahmen.

Negative Auswirkungen auf die Akteursvielfalt?

Weiterhin bleibt abzuwarten, welchen bürokratischen Aufwand Ausschreibungen verursachen werden. Die Qualifizierungsverfahren wie auch die im Raum stehenden Sicherheitsleistungen und Pönalen können insbesondere kleineren Marktteilnehmern, wie z.B. Bürgerenergiegenossenschaften die Umsetzung der Projekte erschweren. Dies könnte sich negativ auf die Akteursvielfalt und damit einhergehend auch auf die gesellschaftliche Partizipation breiterer Bevölkerungsschichten an der Windenergie auswirken, was sich negativ auf die Akzeptanz auswirkt. Ausschreibungen können nur dann eine „wettbewerblich“ und damit effiziente Allokation sicherstellen, wenn sich möglichst viele Marktteilnehmer daran beteiligen. Je stärker die Anzahl der Teilnehmer jedoch eingengt wird, umso anfälliger wird ein Ausschreibungsprozess für Preisabsprachen.

Zusammenfassung

Das vorgelegte Eckpunktepapier der Bundesregierung zielt momentan auf Ausschreibungen im Photovoltaik-Bereich. Für onshore-Wind-Projekte erscheint das vorgestellte Ausschreibungssystem jedoch ungeeignet. Es würde massiv die Risiken der Projektentwicklung erhöhen und setzt Fehlanreize hin zu einer Maximierung der Windstromproduktion in Norddeutschland unter Nichtbeachtung der Systemstabilität. Ob die Einspeisevergütung angesichts der dargestellten zusätzlichen Projektentwicklungsrisiken reduziert



werden kann, erscheint fraglich. Selbst wenn dies gelänge, so wird dies mit zusätzlichem Aufwand für den Netzausbau erkauft, denn Verbraucher kaufen ihren Strom nicht am Umspannwerk des Windparks sondern an der heimischen Steckdose. Es bleibt somit fraglich, ob das eigentliche Ziel der EEG-Reform, den Strom für die Verbraucher bezahlbar zu halten, durch das vorgestellte System erreicht werden kann. Ein Blick ins Nachbarland Frankreich zeigt, dass Ausschreibungen dort nur bei Photovoltaik-Projekten angewendet werden. Allerdings steht der Markt seither auch still. Für den Wind-onshore-Bereich wurde das System des Einspeisetarifs aus guten Gründen beibehalten. Man kann nur hoffen, dass in Deutschland die Mechanismen der Tarifbestimmung für Photovoltaik nicht in dieser Form auf die onshore-Windenergie übertragen werden. Im Photovoltaik-Bereich schwanken die standortspezifischen Faktoren bei weitem nicht so stark, wie im Windbereich. Daher sind die oben beschriebenen Beeinträchtigungen bzw. Fehlanreize auch nicht oder nur in stark abgeschwächter Form zu erwarten. Im Windbereich variieren diese jedoch weitaus stärker. Daher sollten sich Ausschreibungen nicht nur an der

Höhe der Einspeisevergütung orientieren. Möglich wäre beispielsweise, den Ausschreibungsgegenstand von der installierten Leistung zur erwarteten Stromerzeugung zu verändern und diese Strommenge in bestimmten Regionen unter Bezug auf die derzeitige oder zu erwartende Netzsituation auszuschreiben. Dies würde einen Wettbewerb zwischen nord- und süddeutschen Projekten verhindern, der angesichts der unterschiedlichen Windhöffigkeit im vorgestellten Konzept wenig sinnvoll erscheint.

Strompreisrückblick: September 2014

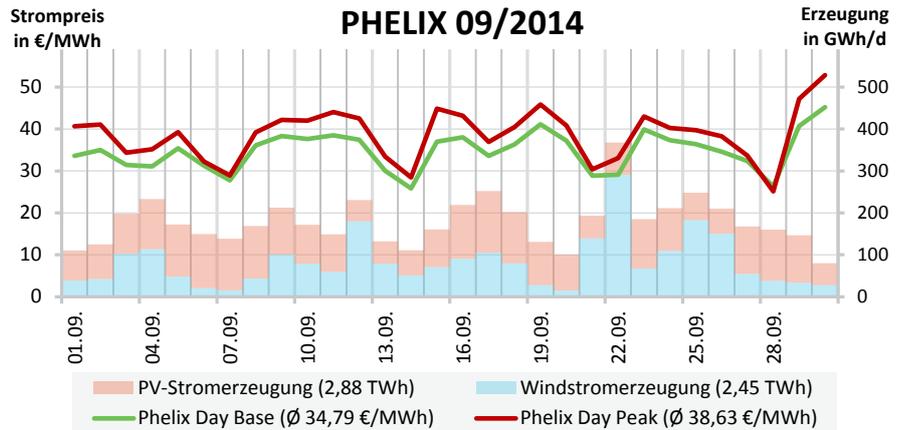
Deutlicher Anstieg des Börsenstrompreises aufgrund schwacher Erneuerbarer

Im September 2014 zeichnete sich am deutschen day-ahead Stromgroßhandel im Physical Electricity Index (Phelix) eine merkliche Preissteigerung ab. So erhöhte sich der Handelspreis im Tarif Phelix Day Base (Grundlasttarif) um etwa 21% auf

34,79 €/MWh. Im Spitzenlasttarif Phelix Day Peak fiel die Steigerung um 28% auf 38,63 €/MWh sogar noch stärker aus. Nur im Januar war Börsenstrom in diesem Jahr teurer. Die Großhandelsstrompreise bewegten sich im September überwiegend im üblichen Band zwischen 30 und 45 €/MWh. An den nachfrageschwächeren Wochenenden wurde Strom im Tagesmittel für knapp unter 30 €/MWh gehandelt. Erst am letzten Tag des Monats gab es dann einen Ausreißer nach oben, als Strom im Phelix Day Peak-Bereich für ca. 53 €/MWh gehandelt worden ist.

Hauptgrund für die gestiegenen Strompreise ist die geringe Stromproduktion durch Windenergieanlagen und Photovoltaik. Diese beiden fluktuierenden regenerativen Elektrizitätsquellen haben bedeutenden Einfluss auf die Preisbildung an der Strombörse. Ist der Wind- und Sonnenstromanteil niedrig, erhöht sich entsprechend der Bedarf an teurerer konventioneller Kraftwerksleistung, weswegen sich der Handelspreis an der Börse dann auf höherem Niveau bewegt, als an besonders sonnigen oder windigen Tagen.

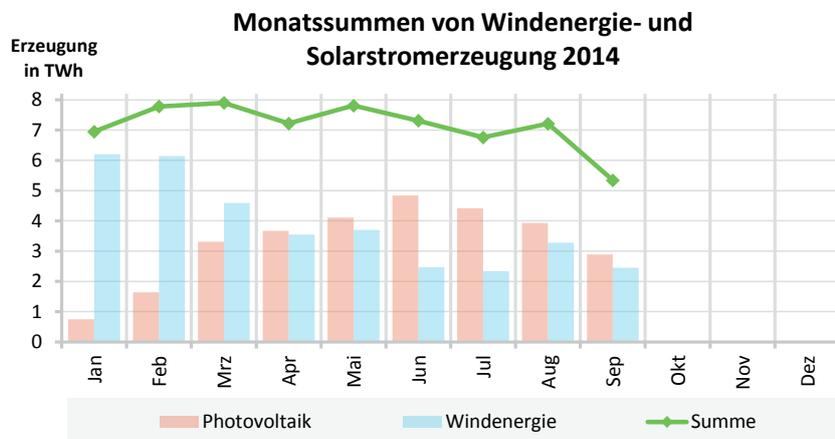
Nachdem sich die Windenergieerzeugung im Vormonat vom Sommerloch in den Monaten Juni und Juli erholt hatte, brach sie im September erneut ein. Deutschlands Windenergieanlagen produzierten rund 2,45 TWh Elektrizität, was einem Rückgang um ca. 25% (-0,82 TWh) im Vergleich zum August gleichkommt. Windreiche Phasen traten lediglich am 12. September sowie im Zeitraum 21.-26. September auf. Vereinzelt wurden dabei Einspeiseleistungen von knapp über 10 GW erreicht. Über den gesamten Monat betrachtet wurde allerdings recht häufig nur mit niedriger Leistung im Bereich 15 GW Windstrom eingespeist.



Quelle: epexspot.com/de/marktdaten

Trotz der merklich kürzer werdenden Spanne zwischen Sonnenaufgang und -untergang konnten die Photovoltaikanlagen in Deutschland in Summe an 22 Tagen des Septembers mehr Strom einspeisen, als die Windenergie bereitstellte. Der Rückgang der Stromerzeugung durch PV-Anlagen auf rund 2,89 TWh (-1,05 TWh) fiel dabei dennoch kräftiger aus, als bei der Windenergie. Der häufig graue Himmel und dichte Regenwolken minderten an vielen Tagen die einfallende Strahlungsenergie der Sonne. Wurden in den Vormonaten seit März regelmäßig Einspeiseleistungen von mehr als 20 GW in der Tagesspitze erreicht, so geschah dies in diesem Monat nur ein einziges

Mal, nämlich am 17. September. Überwiegend belief sich das tägliche Erzeugungsmaximum auf Werten zwischen 12 und 18 GW Leistung, an sieben Tagen des Monats lag dieses bei unter 10 GW. In der Jahresübersicht wird der Erzeugungseinbruch von Wind- und Sonnenenergie besonders deutlich. Üblicherweise weisen die beiden Quellen im Jahresverlauf eine entgegengesetzte Produktion auf. Viel Windenergie wird vornehmlich im 1. und 4. Quartal erzeugt, während dort die Photovoltaik eher geringe Strommengen bereitstellt. Zur Jahresmitte hingegen nimmt die Sonnenstromproduktion deutlich zu, der Wind lässt nach. Die Monatssumme aus Wind- und PV-Stromerzeugung lag



Quelle: <http://ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien>

in diesem Jahr in Deutschland in etwa zwischen 7 und 8 TWh. Der September fällt mit ca. 5,34 TWh jedoch deutlich aus dieser Reihe heraus.

UKA verkauft 47 MW an Allianz-Fonds

Allianz sieht besonders großes Potenzial in Brandenburg

Allianz Global Investors beweist sein Interesse an deutschen Windparks mit dem Kauf von drei Windparks in Brandenburg. Die Windparks Rehfeld (12 MW), Göllnitz-West (24 MW) und Proschim (11 MW) mit 16 Windenergieanlagen und einer Gesamtleistung von 47 MW wurden vom Meißner Projektentwickler UKA geplant und nun veräußert. In den drei Windparks wurden 15 Vestas V112 3 MW mit einer Nabenhöhe von 140 m und eine V90 2 MW mit einer Nabenhöhe von 125 m errichtet, die zusammen auf eine Jahreserzeugung von ca. 125 GWh kommen sollen, womit ca. 38.000 Haushalte versorgt werden können. Vom Gesamtvolumen des Allianz Renewable Energy Fund sind

rund 150 Mio. € für Erneuerbare-Energien-Projekte vorgesehen.

Projektentwickler Planet Energy beteiligt sich an Windpark-Projekt

Errichtung des Bürgerwindparks Sailerhäuser Wald beginnt

Die Bauarbeiten am Bürgerwindpark Sailerhäuser Wald haben am 8. September im fränkischen Landkreis Haßberge begonnen. Die geplanten zehn Windkraftanlagen vom Typ Nordex N117 sollen ab Ende 2015 eine Leistung von 24 MW erbringen. Neben der Bürgerenergiegenossenschaft Haßberge, die eine Beteiligung der Anwohner ermöglicht, hat das Projekt der Projektentwickler Planet energy GmbH, die Städtischen Betriebe Haßfurt, den Landkreis Haßberge und den regionalen Energieversorger Unterfränkische Überlandzentrale als Gesellschafter. Dabei übernehmen die Planet energy GmbH und die Städtischen Betriebe Haßfurt die Geschäftsführung sowie das Projektmanagement.

MVV übernimmt Windwärts

Neuer Schwerpunkt der Projektentwicklung in Niedersachsen

Etwa ein halbes Jahr nach der Eröffnung des Insolvenzverfahrens hat Windwärts einen neuen Investor gefunden. MVV übernimmt den hannoverschen Projektentwickler so, dass seine Marke, seine rund 90 Mitarbeiter sowie seine französische Tochter erhalten bleiben und die Inhaber der Windwärts-Genussrechte etwa ein Drittel ihres angelegten Geldes zurückbekommen.

Geführt wird das Unternehmen zukünftig vom Mitgründer von Windwärts, Herrn Lothar Schulze, und Björn Wenzlaff, der zugleich Geschäftsführer der MVV Windenergie GmbH ist. Im Rahmen des Ausbaus seines Windenergie-Engagements setzt der Mannheimer Versorger so einen Schwerpunkt in Niedersachsen und profitiert von dem Know-How des Windenergie-Pioniers.

EnBW baut Projektentwicklung aus

Energiekontor als Partner für EnBW

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG setzt beim Windkraftausbau auf Partnerschaften und schließt einen Kooperationsvertrag mit Energiekontor, die seit Gründung im Jahr 1990 rund 700 MW Windleistung realisiert hat. Der Schwerpunkt der Zusammenarbeit liegt auf der Projektentwicklung in Mecklenburg-Vorpommern. Erste Flächen wurden hierfür bereits gesichert.



Bis Ende des Jahres plant der in Bremen ansässige Projektentwickler, eine Filiale in Mecklenburg-Vorpommern zu eröffnen. Das Onshore-Team der EnBW mit Hauptsitz in Stuttgart und Hauptaktivitäten in Baden-Württemberg möchte seine bundesweite Präsenz stärken. Zu den bestehenden Niederlassungen in Berlin und Hamburg kommen demnächst weitere Büros in Trier und Erfurt hinzu.

RWE findet Mehrheits-eigner für ihren Offshore Windpark

Northland Power steigt bei Windparks Nordsee I, II und III ein

RWE Innogy verkauft seinen Mehrheitsanteil an dem Hochseewindpark Nordsee I infolge der Entscheidung, künftig nur mit einem Minderheitsanteil an großen Erneuerbare-Energien-Projekten einzusteigen. Der Käufer des 85%igen Anteils an dem 322 MW Windpark ist das kanadische Energieunternehmen Northland Power, das sich gleichzeitig auch an den weiteren Ausbaustufen des Windparks Nordsee II und III beteiligen will.

Gute Aussichten der Sanierung von Prokon

Insolvenzverfahren bis Mitte 2015 geplant

Vier Monate nach der Eröffnung des Insolvenzverfahrens stellt der Insolvenzverwalter Dietmar Penzlin gute

Perspektiven in Aussicht. Mitte 2015 könne Prokon saniert sein. Die finanzielle Basis sei stabil, auch wenn nach rund 500 Mio. € Verlusten neue Finanzierungsquellen benötigt werden. Das Kerngeschäft bleibt die Fortführung der Bestandwindparks in Deutschland und Polen sowie die Projektentwicklung, nun auch für den Weiterverkauf. Auch das kleinste Geschäft mit der Stromversorgung von Endkunden bleibt bestehen. Rund 300 von einst 450 Arbeitsplätzen sollen dadurch gesichert werden.

Romande Energie kauft Windpark in Bretagne

Dong Energy veräußert seinen einzigen französischen Windpark

Die Schweizerische Romande Energie hat einen Windpark in der französischen Bretagne erworben. Der seit 2005 betriebene Windpark mit 9,1 MW Leistung wurde von Dong Energy angeboten, der damit aus dem französischen Windenergiegeschäft ausgestiegen ist. Romande Energie strebt hingegen den Ausbau der Stromproduktion, vor allem

aus erneuerbaren Energien, an und sichert sich durch den Erwerb von sieben Anlagen einen jährlichen Energieertrag von 24 Mio. kWh. Der Windpark soll sich in einem hervorragenden technischen Zustand befinden und noch mindestens 16 Jahre betrieben werden.

Rockefeller-Stiftung investiert in erneuerbare statt fossile Energieträger

Viele Investoren kündigen ihren Rückzug aus fossilen Energien an

Während des UN-Klimagipfels hat der Rockefeller Brothers Fund Desinvestitionen bei Kohle und Teersanden angekündigt. In ein bis zwei Jahren plant der namhafte Fonds aus seinen Beteiligungen in anderen fossilen Brennstoffen auszusteigen.

Der Präsident des Rockefeller Brothers Fund, Stephen Heintz, äußerte die Vermutung, dass John D. Rockefeller in erneuerbare Energien investiert hätte, würde er heute noch leben. Auch wenn die Rockefeller-Anteile nicht besonders



groß sind, soll es seiner Ansicht nach ein Signal für die Zukunft der Energieindustrie geben. Damit schließt sich die in New York ansässige Stiftung einer Gruppe von 800 institutionellen und privaten Investoren mit einem verwaltetem Investitionsvolumen von 50 Mrd. Dollar an, die versprechen, alle oder einige ihrer Beteiligungen im Bereich konventioneller Energieträger zu verkaufen.

Premiere der Stealth-Technik bei Windkraftanlagen

„AirspeX“ stoppt Dauerblinker von Windkraftanlagen

Vestas realisiert erstmals den Einsatz einer Tarnkappen-Rotorblatt-Technik in dem 88 MW großen Windpark Ensemble Eolien Catalan bei Perpignan in Süd-Frankreich. Die Technik reduziert die sonst sehr oft vorkommende Radarbeeinträchtigung der Luftfahrt deutlich. Dies könnte in Zukunft die Genehmigung von Windparks erheblich erleichtern. Nach einer im Jahr 2009 veröffentlichten Studie wurde allein in Großbritannien durch Radarbeeinträchtigung der Bau von ca. 10 GW Windenergieleistung verhindert.

Weiterhin wurde das radargestützte System „AirspeX“, das durch die Brandenburger Firma Enertrag Systemtechnik in Zusammenarbeit mit Airbus Defence&Space entwickelt wurde, erfolgreich im Bürgerwindpark Ockholm-Langenhorn in Schleswig-Holstein getestet. Diese Technik überwacht den Luftraum bis zu einer Entfernung von 8 km und einer Höhe von

600 m. Erst bei Ortung eines Flugobjektes werden automatisch die Signallichter der Windkraftanlagen eingeschaltet. Die Genehmigung der Deutschen Flugsicherung ebnet nun den Weg für mehr Bürgerakzeptanz von Windparks, da das nächtliche Dauerblinker entfällt.

Windparks in Mecklenburg-Vorpommern bald nur noch mit Bürgerbeteiligung?

Bundesland arbeitet am ersten Beteiligungsgesetz für Bürger und Kommunen

In Mecklenburg-Vorpommern könnte Ende des Jahres das Bürgerbeteiligungsgesetz für Windenergieanlagen beschlossen werden. Vorgesehen ist jeweils eine obligatorische Offerte über einen 20%-Anteil. Frühestens zwei Monate vor und spätestens bei Inbetriebnahme müssen die Betreiber einer über 50 m hohen Turbine eine solche Offerte an die Bürger in den Kommunen in einem 5 km-Radius vorlegen. Das Verfahren und selbst der Preis (maximal 500 € pro Anteil, wobei der Erwerb mehrerer Anteile möglich sein soll) werden geregelt. Dabei hat eine einvernehmliche Regelung zwischen Investor und Nachbarn Vorrang vor der Gesetzspflicht. Grundsätzliches Ziel des Gesetzes ist es, die Akzeptanz für Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern zu erhöhen.

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.