



NEWS LETTER

Juli 2013

7/2013

Diskussion um Strompreisbremse treibt den Markt für Onshore-Windprojekte Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Juni 2013 Strompreisentwicklung im 1. Halbjahr 2013 Allianz kauft weitere Windparks in Schweden, Deutschland und Frankreich Mainova investiert in französischen Windmarkt CEE baut Onshore-Windkraft-Portfolio aus Stadtwerke beteiligen sich am Mainova-Windpark Hohenahr Verbund investiert in rumänisches Windprojekt Global Tech I: 50% der Fundamente im Meeresgrund verankert Nordex erhält Aufträge aus Schweden und Südafrika Netzengpässe lassen Entschädigungszahlungen steigen Windkraftplanung durch Belange militärischer Luftfahrt nicht pauschal ausgeschlossen GE-Chef kritisiert deutsche Energiepolitik

Diskussion um Strompreisbremse treibt den Markt für Onshore-Windprojekte

Kaufpreise jedoch kaum noch gemeldet

Matthias Pallutt

Nachdem wir in den letzten Ausgaben unseres Newsletters den Fokus in unseren Leitartikeln verstärkt auf den deutschen und europäischen Stromhandel gelegt hatten, wollen wir die zwischenzeitlich erfolgten Transaktionen zum Anlass nehmen, die Situation am deutschen Windprojekt-Markt zu beleuchten.

Wurden im Januar noch eine ganze Reihe von Wind-Onshore-Transaktionen gemeldet, so verliefen die Monate Februar, März, April und Mai relativ un-

auffällig. Im Juni waren jedoch wieder vermehrt Transaktionen zu verzeichnen. Die nachfolgende Tabelle gibt hierzu einen Überblick der gemeldeten Transaktionen (ohne Anspruch auf Vollständigkeit).

Die Transaktionen reichen von kleinen Windparks mit 2 Anlagen bis zu ganzen Portfolios, die u.a. im Rahmen der Neuorganisation von Konzernen auf den Markt gekommen sind. Auffällig ist, dass, wenn überhaupt, nur noch bei Transaktionen außerhalb Deutschlands Transaktionspreise gemeldet

werden. Ebenso wird aus den Beispielen deutlich, dass große Energieversorger, wie RWE oder Iberdrola, eher auf der Verkäuferseite, wohingegen Stadtwerke, Versicherungsgesellschaften und sonstige Investoren hingegen auf der Käuferseite standen.

Warum zwischenzeitlich nur noch selten Transaktionspreise veröffentlicht werden, mag in jedem einzelnen Fall unterschiedliche Gründe haben. Offenbar scheint es jedoch immer mehr ein gut gehütetes Geheimnis zu sein. Das Preisniveau scheint weiterhin hoch zu

Datum	Käufer	Verkäufer	Beschreibung	Leistung	Land	Kaufpreis
Jun 13	Allianz	Eolia Renovables; EDF	zwei Windparks in Frankreich sowie ein Windpark in Deutschland	ca. 100 MW	D/F	-
Jun 13	CEE Holding	e.n.o. energy	Windpark Rehfeld, bestehend aus 5 Vestas Anlagen	14,3 MW	D	-
Jun 13	Mainova	ABO Wind	Windpark in Frankreich bestehend aus 5 Repower MM92-Anlagen	10,25 MW	F	-
Jun 13	B Capital Partners	BayWa r.e.	Windpark Speckberg in Sachsen Anhalt bestehend aus 14 Anlagen	28 MW	D	-
Jul 13	Allianz	O2 Vind	Windpark Maevaara in Sweden bestehend aus 24 Nordex N117 3 MW	72 MW	SWE	-
Jun 13	Thüga EE; ESWE	wpd onshore GmbH	Portfolio aus 7 Windparks mit insgesamt 39 Anlagen in Ostdeutschland	87,6 MW	D	-
Mai 13	Capital Stage AG	Boreas Energie GmbH	74,9% der Anteile an einem Windpark in Thüringen	8 MW	D	-
Mai 13	Munich Re	Eolus Vind AB	3 Windparks in Schweden	30 MW	SWE	-
Apr 13	ESWE	ABO Wind	Windpark Uettingen im Landkreis Würzburg, bestehend aus 3 Nordex N-117	7,2 MW	D	-
Mrz 13	GIB; Greencort	RWE	49,9% des Windparks Rhyl Flats + 41% des Windparks Little Cheyne Court	69,51 MW	GB	€ 195 Mio.
Mrz 13	BayWa r.e.	Hideal	Kauf der Projektrechte zu 6 Windparks in Südtalien	210 MW	IT	-
Mrz 13	KGAL GmbH & Co. KG	WKN AG	Windpark Hollige bestehend aus fünf Anlagen des Typs Vestas V90 - 2.0 MW	10 MW	D	-
Feb 13	IWB Renewable Power AG	Saxovent	Windpark Große Schanze in Sachsen-Anhalt bestehend aus 15 Vestas V90	30 MW	D	-
Jan 13	WV Energie	UKA Meißen	Windpark Holzhausen in Brandenburg bestehend aus 3 Vestas V90	6 MW	D	-
Jan 13	Mitsubishi Corporation	Eneco	50% des Offshore-Projektes Luchterduinen	130 MW	NL	-
Jan 13	BayWa r.e.	RWE npower renewables	Kauf der Projektrechte des Windparks Stroupster mit 12 Windturbinen	28 MW	GB	-
Jan 13	Terravent	Ailenergie Champ. Ardenne	Windpark Fèreole, bestehend aus 11 Turbinen mit je 2,5 MW	27,5 MW	F	-
Jan 13	Union Investment	BayWa	Windpark Gunzenhausen bestehend aus 9 Vestas V90 2 MW	18 MW	D	-
Jan 13	Google	EDF Energies Nouvelles	Windpark The Spinning Spur	161 MW	USA	USD 200 Mio.
Jan 13	Planet Energy GmbH	-	Kauf der Projektrechte des Windparks Schwanewede mit 2 Anlagen	6,4 MW	D	-
Jan 13	GE, Munic Re, EdF	Iberdrola	Kauf der französischen Tochter von Iberdrola Renovables (IBRF)	321,4 MW	F	ca. € 350 Mio.

sein. Renditen auf das Gesamtkapital vor Steuern von 5% und teilweise auch darunter werden momentan wohl akzeptiert, wohingegen vor einem noch eher 6% zu erzielen waren. Gleichzeitig ist das Zinsniveau für Projektfinanzierungen in den vergangenen Monaten eher etwas angestiegen ist. Zwar liegen die Kreditzinsen im historischen Vergleich immer noch sehr günstig, haben sich aber dennoch vom absoluten Zinstief um ca. 50 Basispunkte erhöht. Bei Anwendung eines bei der Finanzierung von Windprojekten typischen Hebels von eins zu drei zwischen Eigen- und Fremdkapital reduziert sich damit die Eigenkapitalrendite nach Gewerbe- und Körperschaftsteuer um ca. 40-50 Basispunkte. Hinzu kommt, dass die Finanzierungsbereitschaft von Banken etwas nachgelassen hat und bei ansonsten gleichen Bedingungen weniger Darlehensvolumen zur Verfügung gestellt wird.

Nach einer aktuellen Umfrage von Norton Rose Fullbright ist die onshore-Windenergie momentan der begehrteste Bereich unter den Erneuerbaren Energien. Offshore-Windenergie und Photovoltaik haben zuletzt aufgrund technischer bzw. regulatorischer Probleme jedoch deutlich an Attraktivität verloren. Die Erwartungen an die Eigenkapitalrendite bei Wind-onshore Investitionen unterscheiden sich dabei auch etwas zwischen den Investorengruppen. Bei Versicherern liegen sie, laut Norton Rose Fullbright bei knapp 7,0%, während institutionelle Fonds in etwa 7,5% Rendite fordern. Bei Offshore-Investitionen lägen die Erwartungen von Institutionellen schon deutlich über 9,0%, während Versicherungen mit rund 9,0% kalkulierten. Lediglich bei den Netzen liegen die Erwartungen der Versicherer mit knapp 8,0% über

denen der institutionellen Investoren – wenn auch nur einige Zehntel.

Diese Renditen sind im aktuellen Umfeld wohl immer noch erzielbar. Die Ankündigung der Strompreisbremse hat jedoch aufgrund der spätestens ab 2015 erwarteten Änderung des Einspeiseregimes für den letzten Weckruf bei Investoren gesorgt, sich bei anstehenden Transaktionen nicht mehr allzu viel Zeit zu lassen. Offenbar ist der Druck momentan eher auf Seiten der Investoren, als auf Seiten der Projektentwickler. Hinzu kommt, dass aufgrund der inzwischen recht stark reduzierten Einspeisevergütung der Zubau im Photovoltaik-Bereich in 2013 deutlich an Dynamik verloren hat. Geld, das bis vor kurzem noch dorthin geflossen ist, sucht sich nun einen anderen Weg. Onshore-Wind scheint hier die erste Wahl zu sein.

Nach Ansicht von 4initia werden die Projektpreise bis zum Jahresende hoch bleiben, wenn nicht noch steigen. Zu groß ist die Schlange derjenigen, die aufgrund des Mangels an Alternativen in Erneuerbare Energien investieren wollen. Die große Frage ist jedoch, wie sich der Markt für Onshore-Windprojekte im nächsten Jahr entwickeln wird. Hier droht, je nach Ausgestaltung der EEG-Novelle, ein massiver Einbruch der Investitionen. Zwar scheint der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien gesetzt zu sein, allerdings würde ein massiver Einschnitt auf der Vergütungsseite die wirtschaftliche Machbarkeit vieler Projekte gefährden. An windstarken Standorten in Norddeutschland wären Projekte wohl immer noch realisierbar, die in den letzten Jahren stattgefundenen Pachteskalation, zuletzt mit Niveaus deutlich jenseits der 10%-Marke, würde dann jedoch der Vergangenheit angehören.

Für Projektentwickler, deren Windparks in diesem und im folgenden Jahr in Betrieb gehen, ist die Situation dadurch momentan noch komfortabel. Alle Projekte, die jedoch erst in 2015 und danach realisiert werden können, stehen momentan im Risiko einer schlagartigen Entwertung. Wer sich dann keine bleibenden Einnahmen, beispielsweise aus der Betriebsführung bestehender Projekte gesichert hat, könnte in ein tiefes Loch fallen. Gleiches gilt für Turbinenhersteller, insbesondere dann, wenn sie weitgehend auf den deutschen Markt ausgerichtet sind. Aufgrund der Ungewissheit bezüglich der anstehenden Änderungen des EEG fällt es momentan allen Marktteilnehmer gleichermaßen schwer, sich auf die neue, noch unbekanntere, Situation einzustellen. In der laufenden Legislaturperiode ist für die Energiewende keine Weichenstellung mehr zu erwarten. Der Ausgang der Bundestagswahl wird somit erste Hinweise liefern, wo in Zukunft die Schwerpunkte der Energieerzeugung gesetzt werden. Es bleibt zu hoffen, dass die dann gefundene Regelung der Branche einen zumindest mittelfristig verlässlichen Rahmen liefert und Schnellschüsse, wie Altmaiers Strompreisbremse, unterbleiben.

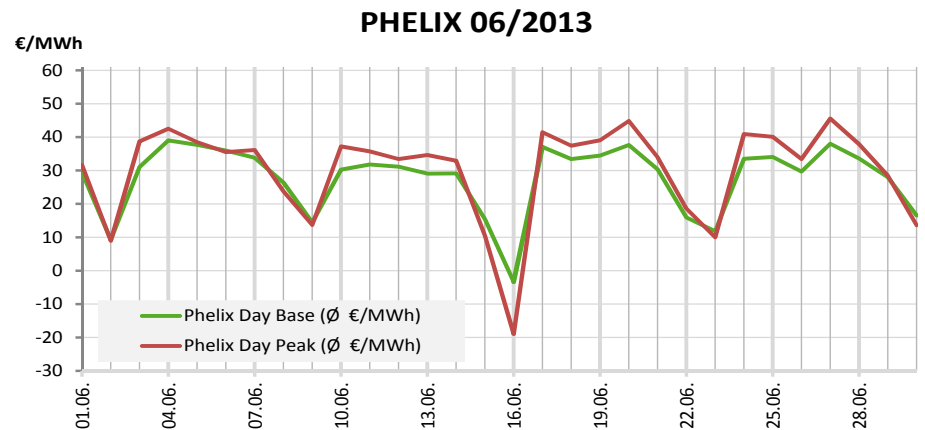
Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Juni 2013

Negative Strompreise verstärkt zu beobachten

Wie schon in den Vormonaten bewegte sich der Börsenstrompreis an der Strombörse EEX weiter abwärts und unterschritt im Durchschnitt sogar die 30 €/MWh-Marke. Dafür verantwortlich waren zum einen die geringe Stromnachfrage im Juni sowie die guten Wind- und vor allem Sonnenverhältnisse.

Das Wochenende des 01. und 02. Juni war von hoher Windeinspeisung geprägt. Im Verlauf des 1. Juni nahm die Leistung der WEA über den Tag von 5 GW auf 14 GW zu, bis schließlich gegen Mittag des darauffolgenden Tages das Windeinspeisemaximum des Monats von 16,5 GW erreicht wurde. Infolge dieser Entwicklung fiel auch der Börsenstrompreis für Spitzen- und Grundlaststrom von 30 €/MWh am Samstag auf ca. 9 €/MWh am Sonntag ab, wobei stundenweise aufgrund des geringen Strombedarfes und Überangebotes negative Indexwerte auftraten.

In der ersten Juniwoche vom 03. bis 09. Juni bewegte sich die Produktion der WEA auf niedrigem Niveau, dafür war die PV-Stromeinspeisung umso höher. Dies ermäßigte insbesondere die Peak-Strompreise. In der Periode vom 03. bis 07. Juni bewegte sich der Börsenstrompreis für Grundlaststrom zwischen 31 und 39 €/MWh, Spitzenlaststrom wurde für etwa 35 bis 42 €/MWh gehandelt. Die PV-Anlagen trugen mit einer Spitzenleistung von 13 bis 22,6 GW zur Stromerzeugung bei, sodass die kombinierte PV- und Windleistung am Mittag stets die 20 GW-Marke er-



Quelle: eex.com/de/Marktdaten

reichen konnte. Am Wochenende fielen die Strompreise dann auf Werte zwischen 15 und 25 €/MWh.

Die darauffolgende Woche war zunächst von geringer Wind- und PV-Produktion geprägt. Dies änderte sich zur Wochenmitte allerdings. Der Preis für Grundlaststrom bewegte sich werktags auf nahezu konstantem Niveau von 30 €/MWh, ebenso wurde Spitzenlaststrom für im Mittel 35 €/MWh ohne große Preissprünge gehandelt. Ab Donnerstag, dem 13. Juni, verbesserten sich die Windverhältnisse in Deutschland, sodass die Einspeiseleistung der WEA sich von 3 GW auf ca. 11 GW am Folgetag erhöhte. Nach einem Leistungsabfall aufgrund einer deutschlandweiten Flaute in der Nacht zum 15. Juni auf unter 0,5 GW Windeinspeisung erhöhte sich die Leistung der Windturbinen aufgrund wieder zunehmenden Windes auf 14 GW. Gleichzeitig speisten die PV-Anlagen am Mittag etwa 18 GW ein, sodass die kombinierte Leistung auf über 30 GW anstieg. Der Preis für Peak-Strom war demzufolge auch mit ca. 10 €/MWh deutlich niedriger, als für Grundlaststrom, der für ca. 15 €/MWh gehandelt wurde. Auch am Sonntag blieb die erneuerbare Erzeugungsleistung hoch. So wurden 20,5 GW durch Photovoltaik und fast 10 GW durch Windenergie bereitgestellt. Bei einer gleichzeiti-

gen konventionellen Einspeiseleistung von nur 20 GW wurde somit zwischen 13 und 14 Uhr ein Anteil an der Stromerzeugung von über 60% erreicht, was einem neuen Höchstwert entspricht. Da die Betreiber konventioneller Kraftwerke die Leistung ihrer Erzeugungsanlagen nicht genügend drosselten, kam es zu einem massiven Überangebot von Strom, sodass sich der Preis als Resultat weit in den negativen Bereich bewegte. Zwischen 13 und 14 Uhr bekamen Käufer von Strom die Abnahme mit 29 €/MWh vergütet. Aufgrund der geringeren Nachfrage am Nachmittag fiel auf der Preis zwischen 14 und 16 Uhr auf -100 €/MWh, auch zwischen 16 und 17 Uhr lag der Börsenstrompreis mit -44 €/MWh noch im negativen Bereich. Auf den Gesamttag bezogen betrug der Preis für Spitzenlaststrom -19 €/MWh, auch Grundlaststrom wurde für ca. -3 €/MWh gehandelt. Dies entspricht einem neuen Jahrestiefstand.

In der dritten Juniwoche vom 17. bis 23. Juni normalisierte sich der Strompreis. Grundlaststrom kostete 30 bis 37 €/MWh, Spitzenlaststrom wurde für 34 bis 44 €/MWh gehandelt. Die Windeinspeisung erfolgte meist mit deutlich unter 5 GW Leistung, PV-Anlagen erreichten in der Mittagsspitze bis zu 23 GW

Leistung. Am Wochenende des 22. und 23. Juni herrschten größtenteils gute Sonnen- und Windverhältnisse vor, so dass der Börsenstrompreis für Grund- und Spitzenlaststrom aufgrund der niedrigeren Nachfrage deutlich nachgab und sich auf 16 bzw. 18 €/MWh am Samstag und 12 bzw. 10 €/MWh am Sonntag ermäßigte. Die letzte Juniwoche war von eher spärlicher Einspeisung der regenerativen Kraftwerke geprägt. Häufige Bewölkung sorgte für eine Spitzenleistung der PV-Anlagen von kaum mehr als 10 GW am Mittag. Die Windeinspeisung erreichte ihren Peak mit 11 GW am 26. Juni, blieb aber wie in der Vorwoche meist unter 5 GW. Preise für Grundlaststrom bewegten sich werktags im Tagesmittel zwischen 30 und 38 €/MWh, Peakstrom wurde für 38 bis 46 €/MWh gehandelt. Am letzten Juniwochenende sanken die Strompreise dann wieder auf ca. 28 €/MWh am Samstag sowie auf ca. 17 bzw. 14 €/MWh (Grundlast bzw. Spitzenlast) am Sonntag ab. Im Durchschnitt betrug der Strompreis im Juni 28 €/MWh, Spitzenlaststrom wurde im Mittel für 30 €/MWh gehandelt. Im Vergleich zum Vormonat sanken die Preise zum vierten Mal in Folge, nämlich um 13% für Grundlast- sowie um 15% für Spitzenlaststrom.

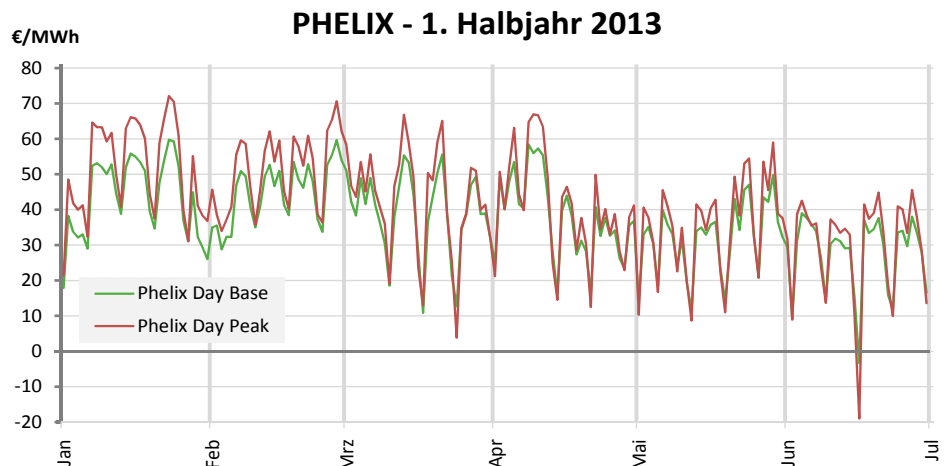
strompreises an der EEX im Physical Electricity Index (Phelix) für das deutsche Marktgebiet zurück. Der Strompreis im ersten Quartal 2013 wurde vor allem durch kalte Temperaturen und kurze Sonnenscheindauer beeinflusst, weswegen die Stromnachfrage aufgrund des höheren Heiz- und Beleuchtungsbedarfes hoch ausfiel. Dementsprechend teuer war auch die Bereitstellung von Grund- und Spitzenlaststrom. Bei ersterem überschritt der Strompreis häufiger die Marke von 50 €/MWh, Spitzenlaststrom kostete oft 60 €/MWh und mehr. Der Unterschied zwischen den beiden Börsenstromtarifen war dabei insbesondere im Januar und Februar stärker ausgeprägt, da die Photovoltaikanlagen, die aufgrund ihrer Produktionszeiträume wesentlichen Einfluss auf die Peak-Strompreise (berechnet für den Tagesabschnitt 9-20 Uhr) besitzen. Durch die geringe Sonnenscheindauer sowie fast durchgängig dichte Bewölkung oder Hochnebel konnte sie kaum zur Stromerzeugung beitragen konnten und es mussten vermehrt teure konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden. Ab März besserte sich diese Situation deutlich, so dass der

Unterschied zwischen Spitzen- und Grundlasttarif geringer ausfiel. Im Phelix Day Base Tarif kostete Strom im ersten Quartal durchschnittlich 42,27 €/MWh, im Phelix Day Peak Tarif wurde er hingegen für 48,57 €/MWh gehandelt. Durch die in diesem Jahr länger anhaltende Kälteperiode bildete sich der Einfluss der Temperatur auf den Strompreis auch noch in den ersten zwei Aprilwochen im zweiten Quartal ab. Danach war allerdings ein deutlicher Preisverfall für Börsenstrom am Spotmarkt um mehr als 10 €/MWh zu beobachten. Dieser ist in der für gewöhnlich geringeren Stromnachfrage im Sommerhalbjahr sowie gleichzeitig ansteigender Sonnenstromproduktion begründet. In den letzten beiden Maiwochen, die wiederum durch ungewöhnlich kaltes Wetter geprägt waren, steigerte sich der Börsenstrompreis aufgrund seiner Temperatursensitivität wieder auf ein höheres Niveau. Im Juni erreichte der Börsenstrompreis für Grundlast nie die 40 €/MWh-Marke, der Spitzenlastpreis überschritt diese nur selten. Der Strompreismittelwert für das zweite Quartal lag bei 32,60 €/MWh im Phelix Day Base-Ta-

Strompreisentwicklung im 1. Halbjahr 2013

Preise fallen trotz bislang schwachen Wind- und Sonnenangebotes im ersten Halbjahr weiter ab

Nach Abschluss der ersten sechs Monate des Jahres 2013 blicken wir an dieser Stelle auf die Entwicklung des Börsen-



Quelle: eex.com/de/Marktdaten

rif sowie 35,39 €/MWh für Phelix Day Peak-Strom.

In den ersten 6 Monaten des Jahres wurde Grundlaststrom im Mittel für 37,40 €/MWh gehandelt. Spitzenlaststrom erreichte einen durchschnittlichen Indexwert von 41,94 €/MWh.

Allianz kauft weitere Windparks in Schweden, Deutschland und Frankreich

Inzwischen Portfolio von 37 Windparks aufgebaut

Die Allianz übernimmt vom schwedischen Projektentwickler O2 den Windpark „Maevaara“. Das Projekt umfasst 24 Anlagen der Nordex N 117 3MW, die am Standort Pajala, nahe der finnischen Grenze errichtet werden sollen. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart.

Neben dem schwedischen Projekt erwarb die Allianz noch einen weiteren Windpark in Deutschland sowie zwei Windparks in Frankreich. Vom spanischen Energieversorger Eolia wurden mehrere Windenergieanlagen in Dahme bei Berlin erworben, die südfranzösischen Windparks gehörten vormals einer Tochter des Konzerns EDF. Die Leistung der neuen Anlagen im Portfolio beläuft sich auf etwa 100 MW, mit deren Hilfe etwa 40.000 Haushalte versorgt werden können.

Allianz will in den kommenden Jahren das Portfolio mit Fokus auf den europäischen Markt weiter ausbauen. Im besonderen Fokus stehen hierbei Anlagen für erneuerbare Energien in

Frankreich, Deutschland, Italien und nun auch in Schweden.

Mainova investiert in französischen Windmarkt

Weitere Investitionen geplant

Die Mainova AG kauft einen Windpark im französischen Migé (Burgund). Verkäufer ist der Wiesbadener Projektentwickler ABO-Wind, an dem Mainova mit 10% beteiligt ist.

Der Windpark besteht aus fünf REpower MM92 Windkraftanlagen, die Anfang 2014 ans Netz gehen sollen. Die installierte Leistung beläuft sich auf 10,25 MW, womit pro Jahr 26 GWh erzeugt werden sollen.

Bis 2015 will die Mainova AG laut Vorstandsmitglied Peter Birkner 500 Mio. € in den Windmarkt investieren. Dies entspricht einer Kapazität von ca. 270 MW, wovon 240 MW auf Onshore-Windkraftanlagen entfallen sollen. Die Investitionen sollen in ganz Europa getätigt werden. Frankreich bietet derzeit jedoch günstige Rahmenbedingungen mit einer Einspeisevergütung von 85,2 €/MWh.

CEE baut Onshore-Windkraft-Portfolio aus

Erwerb des brandenburgischen Windparks Rehfeld

Der Ausbau des Windenergie-Portfolios der Hamburger Beteiligungsgesellschaft

CEE schreitet mit Erwerb des Windparks Rehfeld in Brandenburg, der aus vier Vestas V-112 Windenergieanlagen mit 140 m Nabenhöhe sowie einer V-90 mit 105 m Nabenhöhe besteht, weiter voran. Die Leistung der CEE-Windparks steigert sich somit um 14,3 MW auf insgesamt 97,3 MW. Voraussichtlich wird der Windpark Rehfeld nach dessen Inbetriebnahme und Netzanschluss an das Verteilnetz der MITNETZ STROM ca. 33 GWh pro Jahr einspeisen, was dem Strombedarf von rund 11.000 Haushalten entspricht.

Mit der technischen Betriebsführung des Parks wurde die eno energy GmbH beauftragt, die kaufmännische Betriebsführung verbleibt jedoch im eigenen Hause bei der CEE Operations GmbH.

Stadtwerke beteiligen sich am Mainova-Windpark Hohenahr

Neue Kooperationsgemeinschaft „Ventonova“ startet erstes gemeinsames Projekt

Eine Gemeinschaft von fünf Energieversorgern aus Hessen und Thüringen beteiligen sich am Windpark Hohenahr der Mainova AG. Insgesamt verkauft die Mainova AG 15% ihrer Anteile, die je zu 2,5% an die 6 neuen Anteilseigner gehen.

Der Windpark Hohenahr ist seit Ende 2012 in Betrieb und hat in seinem Wind-

parkportfolio sieben Nordex N-117 mit je 2,4 MW Leistung zu bieten. Dieser soll 44 GWh im Jahr produzieren. Das Käufer-Konsortium besteht aus den Stadtwerken Hanau, Marburg, Mühlheim am Main, Neu-Isenburg, Oberursel und der Werraenergie (Bad Salzungen). Gemeinsam mit der Mainova AG haben sie im vergangenen Jahr eine Kooperation unter dem Namen „Ventonova“ geschlossen. Ziel der Kooperationspartner ist es, in erneuerbare Energien zu investieren, wobei der Windpark Hohenahr das erste gemeinsame Projekt darstellt.

Verbund investiert in rumänisches Windprojekt

Windpark Casimcea wird auf 225 MW erweitert

Der österreichische Stromkonzern Verbund erweitert seinen Windpark im Rumänischen Casimcea für 380 Mio. € von 125 MW auf 225 MW. Zukünftig plant Verbund seinen größten Windpark, der rund 250 km östlich von Bukarest liegt, in einer weiteren Ausbaustufe auf 280 MW zu erweitern. Da aktuelle Gesetzesänderungen sich jedoch rückwirkend auf die Förderbestimmungen auswirken, sei man abwartend, sagte Verbund-Chef Wolfgang Anzengruber. Problematisch ist derzeit die Rechtspraxis in Rumänien, wodurch sich das Risiko von derartigen Investitionen erhöht. Die rumänischen Windkraftanlagen werden pro Jahr rund 540 GWh Strom produzieren und so nach etwa 10 Jahren die Investition inklusive Zinsen generiert haben.

Baubeginn für das Projekt war im März 2011, worauf im September die ersten



99 MW ans Netz gehen konnten, wofür eigens ein 400 kV-Umspannwerk errichtet wurde. Rumänien habe sehr viel Potenzial für Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien, betonte Anzengruber, allerdings sei in Südosteuropa generell die schwer einschätzbare Rechtslage ein erhebliches Problem. Laut Verbund liegen die Investitionskosten für den Bau einer Windkraftanlage in Rumänien pro MW bei 1,8 Mio. €. Die Windverhältnisse reichen zum Teil an jene der Nordseeküste heran, so der Verbund-Chef.

In Bulgarien betreibt Verbund einen kleinen Park mit 16 MW installierter Leistung. Hier sei die Stromproduktion jedoch nicht lukrativ, da die Einspeisung des Stroms nicht funktioniere.

Global Tech I: 50% der Fundamente im Meeresgrund verankert

Grundlage für erste Ausbaustufe erreicht

Der in der Nordsee befindliche offshore-Windpark Global Tech I verfügt seit

Juni 2013 über 40 von 80 geplanten Tripod-Fundamenten. Die Installation dieser dreibeinigen Windkraftfundamente ist nur mithilfe modernster Technik möglich.

Überwacht wurden die Installationsarbeiten durch den Tauchroboter „Panther“, der in Wassertiefen von 40 Metern eingesetzt wurde und zuverlässig funktionierte. Für den Transport der Tripods von Emden nach Bremerhaven wird der Ponton „Louis“ genutzt. Für die letzte Strecke aus dem Hafen zum zukünftigen Standort aufs Meer hinaus sowie die für die Installation wird das Kranhubschiff INNOVATION hinzugezogen. Die Verladung der 900 Tonnen schweren Fundamente dauert 1,5 Tage. Die anschließende Hin- und Rückfahrt zum 180 km entfernten Baugbiet benötigt weitere zehn Tage. Insgesamt hat die INNOVATION bereits 14 Törn durchgeführt. Nach dem 15. Törn wird sie für die Installation von Türmen und Gondeln umgerüstet, bis die zweite Ausbaustufe mit den verbleibenden Fundamenten startet. Gleichzeitig schreitet kontinuierlich die Verkabelung des Windparks mit der Einspeisestelle am Festland voran.

Global Tech I zählt zu den ersten Offshore-Windparks Deutschlands und ist

2006 vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) genehmigt worden. Die 80 geplanten Windkraftanlagen mit einer Leistung von jeweils 5 MW summieren sich somit zu einer Gesamtleistung von 400 MW. Auf einer Fläche von 41 km² sollen insgesamt 1.400 GWh pro Jahr erzeugt werden. Die dafür genutzte Fläche befindet sich in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und liegt außerhalb von Naturschutzgebieten.

Nordex erhält Aufträge aus Schweden und Südafrika

Erstmals auch Aufträge für die neue Generation „Delta“ der N-117 gewonnen

Kurz nach Einführung der neuen Anlagengeneration „Delta“ von Nordex im Februar 2013 ging auch schon der erste Großauftrag über 24 Anlagen vom Typ N-117/3000 bei dem Rostocker Anlagenhersteller ein. Die Windenergieanlagen sind für den Windpark „Maevaara“ in Nordschweden bestimmt.

Auftraggeber für den Park ist der skandinavische Windparkentwickler O2, der auch die technische Betriebsführung übernehmen wird. Der Auftrag beinhaltet neben den 24 Anlagen auch einen 15-jährigen Premium-Wartungsvertrag. Standort des geplanten 72 MW-Windparks Maevaara wird die Ortschaft Pajala nahe der finnischen Grenze sein. Die Nabenhöhe der geplanten Anlagen wird bei 120 m liegen. Die Ortschaft befindet sich in rund 100 km Entfernung zum Polarkreis. Dies stellt gewaltige Anforderungen an die Montageteams und



Maschinen. Aufgrund der rauen klimatischen Bedingungen mit länger anhaltenden Frostperioden werden die Maschinen in der „Cold-Climate-Version“ ausgeliefert, wodurch sie Temperaturen von bis zu minus 30° Celsius trotzen können. Zusätzlich werden sie mit dem hauseigenen Anti-Icing-System ausgestattet. Die Lieferung der Turbinen ist für Sommer 2014 geplant.

Zusätzlich hat Nordex einen weiteren Großauftrag aus Südafrika erhalten. Der Kraftwerksbetreiber CENNERGI orderte Turbinen zur Errichtung eines Windparks mit einer Gesamtleistung von 134,4 MW. Name des geplanten Parks ist „Amakhala Emoyeni“. Anteilseigner der CENNERGI sind der südafrikanische Minenkonzern EXXARO Resources und Tata Power aus Indien.

Der Auftrag umfasst die Lieferung und Errichtung von 56 Turbinen des Typs N-117/2400, sowie einen Servicevertrag über eine zunächst auf zehn Jahre beschränkte Laufzeit.

Entstehen soll der Windpark südlich von Bedford, das in der südafrikanischen Provinz Eastern Cape liegt. Der Plan zur Errichtung des Windparks sieht vor, dass im dritten Quartal 2014 mit dem Bau der Infrastruktur begonnen wird. Nach der Errichtung der Turbinen und Anschluss an das Stromnetz, die für

das zweite Quartal 2015 geplant sind, soll „Amakhala Emoyeni“ im Juni 2016 übergeben werden.

Südafrika verfolgt das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu erhöhen. Deswegen hat das südafrikanische Energieministerium im Mai 2012 die zweite Runde des Auktionsverfahrens REIPP genehmigt, zu dem auch das Windparkprojekt „Amakhala Emoyeni“ gehört. Alle Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, bekommen einen Stromspeisevertrag über 20 Jahre.

Netzengpässe lassen Entschädigungszahlungen steigen

Abgeregelte Energiemenge wegen fehlender Netzkapazitäten deutlich angestiegen

Aufgrund von Netzengpässen kann nach wie vor ein erheblicher Teil des Ökostroms nicht eingespeist werden. Betroffen vom sogenannten Einspeisemanagement ist insbesondere das Bundesland Schleswig-Holstein mit seinen zahlreichen Windenergiean-

lagen. Dort belief sich die abgeregelte Strommenge im Jahr 2011 auf 308 GWh. 2012 erhöhte sie sich um weitere 12% auf 346 GWh. Das Erneuerbare Energien Gesetz sieht seit 2009 eine Härtefallklausel vor, nach der Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen entschädigt werden müssen, falls ihr Strom wegen Netzengpässen nicht eingespeist werden kann. Diese Entschädigungssumme ist durch den höheren Betrag des nicht eingespeisten Ökostroms in den letzten Jahren ebenfalls signifikant angestiegen. Im Jahr 2011 flossen etwa 29 Mio. € Entschädigungszahlungen nach Schleswig-Holstein, vergangenes Jahr belief sich die Summe dagegen schon auf 37 Mio. €. Dies entspricht rund 2,5% der gesamten EEG-Vergütungen des nördlichsten Bundeslandes entspricht. Auf den Strompreis der Verbraucher solle dies aber laut Energiestaatssekretärin Ingrid Nestle keine Auswirkungen haben.

Windkraftplanung durch Belange militärischer Luftfahrt nicht pauschal ausgeschlossen

Bayerischer Landtag befasst sich mit Anfrage des BWE

Der sächsische Landesverband des Bundesverbandes WindEnergie wandte sich in einer Anfrage an den bayerischen Landtag, in der der Ausschluss potenzieller Windkraftflächen wegen militärischer Luftfahrtbelange thematisiert worden ist.

Hintergrund sind im bayerischen Energieatlas markierte Flächen, die als „mi-

litärische Schutzbereiche“ ausgewiesen sind und somit Planern und Gemeinden den Ausschluss der Errichtung von WEA suggerieren. In einer Klarstellung des Staatsministeriums für Umwelt und Gesundheit wurde ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die entsprechenden Flächen keineswegs ein sofortiges „Windkraftverbot“ nach sich zögen, sondern dass die Planung von WEA an diesen Stellen einer Prüfung des Einzelfalles bedarf. Die Kennzeichnung diene laut Staatsministerium daher lediglich der Aufklärung der Planungsträger über die lokalen planungsrechtlichen Grundlagen.

GE-Chef kritisiert deutsche Energiepolitik

Energiewende gefährde Jobs durch hohe Stromkosten

Jeffrey Immelt, Chef von General Electric, ist der Meinung, dass die aktuelle deutsche Energiepolitik langfristig nicht tragfähig sei. Durch Angela Merkels größtes Projekt „Die Energiewende“ und die dadurch einhergehenden hohen Stromkosten seien deutsche Arbeitsplätze gefährdet, so Immelt. Als Beispiel zog er einen Vergleich zwischen einem texanischen und einem deutschen Stahlwerk heran. Ein texanisches Stahlwerk zahle im Schnitt 5 ct/kWh, wohingegen ein deutsches Stahlwerk 20 ct/kWh zahlen müsse. Das seien Fakten die keine Arbeitsplätze in Deutschland schaffen werden, so Immelt. Langfristig sieht er die USA zudem durch das Fracking-Gas im Vorteil. Gas sei in den USA die wichtigste Energiequelle der nächsten Dekade. Immelt rät Deutschland anzuerkennen, dass kein Land in

Energiefragen für sich alleine agiert und alle Teil eines großen Netzwerkes sind.

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.