



NEWS **LETTER** August 2013

8/2013

EU-Kommission unterschätzt die Kosten von Atomenergie und CO₂-Abscheidung Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Juli 2013 Großabnehmer zahlen für Grundlaststrom weniger als 40 € pro MWh bis 2019 Vattenfall investiert 534 Mio. € in zwei Windparks in Großbritannien Enercity erwirbt Windpark in Sachsen-Anhalt Der Größte Offshore-Windpark der Welt „London Array“ ist eingeweiht worden Offshore-Windpark Riffgat durch EWE fertiggestellt Der Ausbau von Europas Offshore-Windparks nimmt stetig zu PNE hält jetzt rund 82,75% an der WKN AG Seehofer will den Mindestabstand von Windkraftanlagen drastisch erhöhen

EU-Kommission unterschätzt die Kosten von Atomenergie und CO₂-Abscheidung

Erneuerbare dagegen bereits heute teilweise billiger als von der Kommission für 2050 erwartet

von Matthias Pallutt

Zur Eindämmung des Klimawandels ist die Reduzierung von Treibhausgasen seit Jahren als Lösungsmöglichkeit weitgehend akzeptiert. Da Kohlendioxid der maßgebliche Verursacher des Treibhauseffektes ist, gilt eine Decarbonisierung der heutigen Industriegesellschaften als notwendige Herausforderung, um die Klimaerwärmung zu begrenzen. Über den Weg dorthin gibt es, wie nicht anders zu erwarten, jedoch unterschiedliche Vorstellungen.

So hat auch die EU-Kommission in ihrer „Energy Road Map 2050“ einen Masterplan für den Umbau der Stromversorgung - als einem der heute maßgeblichen Verursacher von Treibhausgasemissionen - erstellt.

Nach Ansicht des DIW beruht die „Energy Roadmap 2050“ der Europäischen Kommission auf falschen Annahmen hinsichtlich der Kostenentwicklung der einzelnen Stromerzeugungstechnologien. Darin würden die Kostendegression der Erneuerbaren Energien viel zu pessimistisch eingeschätzt, wohingegen Kern-

energie und CCTS (Carbon Capture Transport and Storage) als alternative CO₂-freie Stromerzeugungstechnologien zu optimistisch beurteilt wurden. Sofern die „Energy Road Map 2050“ als Basis zur politischen Weichenstellung fungieren sollte, in welchen Bereichen in den kommenden Jahren die Schwerpunkte zu setzen sind, so wäre sie gänzlich ungeeignet. Beispielsweise unterschreiten bereits heute die Investitionskosten im Bereich der

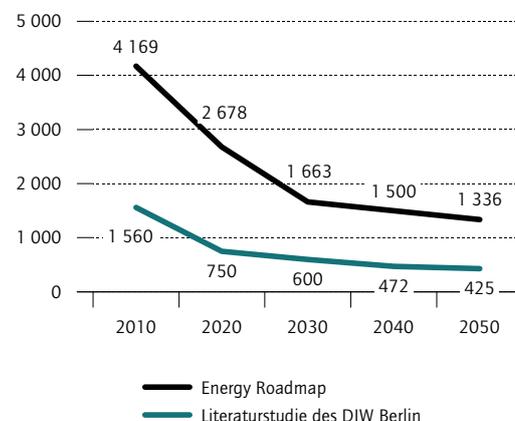
Photovoltaik die für 2050 erwarteten Prognosewerte. Auch im Bereich der Windenergie, als wichtige Säule der Erneuerbaren Energien, waren in den letzten Jahren Kostensenkungen zu beobachten, bzw. die technologischen Verbesserungen führten an gleichen Standorten zu besseren Auslastungsgraden. Aufgrund der Ausblendung dieser Kostensenkungen bzw. Effizienzsteigerungen überrascht es auch nicht, dass die EU-Kommission insbesondere der Kernenergie bzw. CCTS eine bedeutende Rolle in den kommenden Jahrzehnten vorhersagt.

CCTS hat seine Machbarkeit weder bewiesen noch großes Kostensenkungspotenzial

SosollennachdemSzenario der Europäischen Kommission bis 2050 100 GW Stromerzeugungskapazität im Bereich der CCTS-Technologie entstehen. Bis heute existieren jedoch noch nicht einmal Kraftwerke in Demonstrationsgröße, die die Machbarkeit der Technologie nachgewiesen haben. Die Investitionskosten ei-

Entwicklung der spezifischen Investitionen bei Fotovoltaikanlagen

In Euro pro Kilowatt-Peak



Quellen: Europäische Kommission (2011) und Recherchen des DIW Berlin.

nes CO₂-Abscheidkraftwerks werden nach Ansicht des DIW auf 3.000 bis 4.000 €/kW geschätzt. In Abhängigkeit von der gewählten CO₂-Abscheidetechnologie sinke aufgrund des zusätzlichen Energiebedarfs die Effizienz im Vergleich zum Referenzkraftwerk um 21% bis 33%. Allein die Stufe der CO₂-Abscheidung führe zu einer Erhöhung der Stromerzeugungskosten um ca. 50%. Das Kostensenkungspotential wird von Experten daher auf dieser Technologiestufe als sehr gering eingeschätzt (Quelle: DIW, Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen). Zudem ist auch die Einrichtung von Kohlendioxid-Endlagern in der Bevölkerung äußerst umstritten.

Kernenergie – Ausweg aus der Kostenfalle oder Fass ohne Boden?

Als zweite Säule einer CO₂-freien Stromversorgung wird der Kernenergie in Europa ein Ausbau von derzeit 127 GW auf 161 GW im Jahr 2050 vorhergesagt. Nun ist die Frage nach den tatsächlichen Kosten der Kernenergie seit jeher ein Punkt erbitterter Auseinandersetzungen zwischen Befürwortern und Gegnern gewesen. Unumstritten ist jedoch, zumindest die Investitions-, Betriebs- und Rückbaukosten einzubeziehen. Die nachfolgende Grafik verdeutlicht den Anstieg der Investitionskosten bis zum Jahr 2002. Daraus geht eindeutig hervor, dass - entgegen der in vielen Branchen zu beobachtenden Kostendegression - diese eher gestiegen sind. Zusätzlich ist anzumerken, dass die Erhebung der Daten vor dem Unfall von Fukushima endete. Seither sind in Europa keine weiteren Kern-

kraftwerke fertig gestellt worden. Allerdings befinden sich mit Olkiluoto in Finnland sowie Flamanville in Frankreich zwei Anlagen in Bau. Diese haben jeweils eine Leistung von 1,6 GW und bereits jetzt, drei Jahre vor geplanter Fertigstellung im Jahr 2016, geht man von Kosten in Höhe von 8,5 Mrd. € aus. Dies entspricht ca. 5.300 €/kW. Hinsichtlich der Rückbaukosten existieren bislang lediglich Anhaltspunkte. Allein der noch nicht vollendete Rückbau des Kraftwerks Lubmin mit einer Spitzenleistung von 2,2 GW hat seit dessen Stilllegung im Jahr 1990 bislang 4 Mrd. € gekostet. Auch sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass die ökologische Sanierung der ehemaligen Wismut AG, einstmals die größte Uran-Miene der Welt, seit ihrer Stilllegung bis zum Jahr 2011 den deutschen Steuerzahler 5,6 Mrd. € gekostet hat, wobei bis zum Abschluss der Sanierungsarbeiten, voraussichtlich im Jahr 2022, mit über 7 Mrd. € gerechnet wird (Quelle: Bundeswirtschaftsministerium).

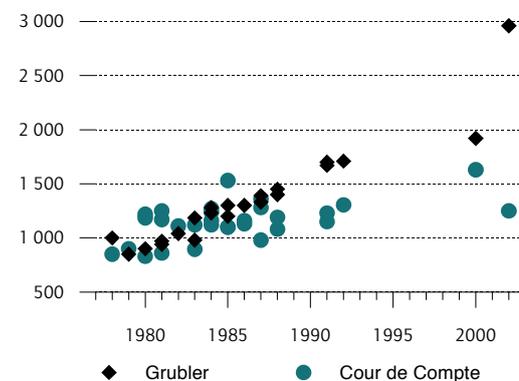
All diese Kosten fallen schon im güns-

tigsten aller Fälle, dem Ausbleiben von schweren Unfällen von Kernenergieanlagen, an. Welchen Schaden solche Ereignisse bewirken können - und hierbei bleiben die zahlreichen menschlichen Tragödien, die damit zwangsweise einhergehen ausgeblendet - zeigte sich unlängst in Japan. Danach sollen die Kosten der Sanierung von Fukushima ca. 44 Mrd. €, und damit das Fünffache der ursprünglichen Schätzung, betragen, sofern man überhaupt davon ausgehen kann, dass ein solcher Schaden reparabel ist und diese Schätzung nicht nach gewisser Zeit wieder kassiert wird.

Nach Angaben der staatlichen Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit wurde für das Kernkraftwerk Biblis B im Rahmen der Genehmigung, eine Wahrscheinlichkeit für das Eintreten eines Super-GAU von einmal in 100.000 bis 1.000.000 Jahren angegeben. Mögen die Sicherheitsstandards der einzelnen Länder auch unterschiedlich sein, es erscheint dennoch fraglich, ob diese Zahlen die Öffentlichkeit nicht doch in falscher Sicherheit wiegen. Faktisch hat die zivile Nutzung der Kernenergie in den letzten 50 Jahren bereits zwei Störfälle der INES-Kategorie 7 (Freisetzung von mehr als 10.000 Terrabecquerel) sowie sechs weitere Unfälle der Kategorie 5 oder 6 mit erheblichen Einwirkungen auf Mensch und Natur verursacht.

Historische spezifische Investitionen¹ für französische Atomkraftwerke

In Euro pro Kilowatt



¹ Preisbasis 2010. Es handelt sich um Atomkraftwerke der zweiten Generation. Dargestellt sind Erhebungen von Grubler und vom französischen Rechnungshof (Cour de Compte).

Quelle: Darstellung des DIW Berlin basierend auf Rangel und Lévêque (2012).

Eine Versicherbarkeit der Kosten eines Unfalls, wie in Fukushima ist damit nicht gegeben, womit das Prinzip der Einheit von Verantwortung und Haftung aufgegeben wird.

Endlagerkosten – ein Kredit mit sehr langer Laufzeit

Die am Ende jedoch größte Unbekannte der wirtschaftlichen Betrachtung von Kernkraftwerken ist die Endlagerung der radioaktiven Abfälle. Allein die Kosten der Erkundung des bisher favorisierten Standortes Gorleben haben bereits 1,5 Mrd. € gekostet. Dennoch steht man nun wieder mit leeren Händen da. Die nun bis zum Jahr 2031 laufende Prüfung von fünf in Frage kommenden Standorten soll ca. 2 Mrd. € kosten. Für die nicht vor 2036 startende Rückholung der Abfälle zur Sanierung des inzwischen maroden Endlagers Asse wurden Kosten zwischen 2 und 3,7 Mrd. € kalkuliert. Doch selbst wenn der Prozess der Suche eines Endlagers irgendwann abgeschlossen ist, bleibt heute dennoch die Frage nach der Höhe der dann laufenden Betriebskosten unbeantwortet. Ungewiss ist auch, ob ein solches Endlager angesichts einer Halbwertszeit von Plutonium von 24.110 Jahren

und nach vorsichtigen Schätzungen etwa 10 Halbierungen, die notwendig sind, um den Atommüll halbwegs ungefährlich werden zu lassen (Gesamtdauer 241.100 Jahre), seinem Namen auch gerecht wird. Sollte man die in das vermeintliche Endlager verbrachten Abfälle erneut bergen müssen, werden die Kosten wohl beträchtlich sein.

Wer die Gesamtkosten der Kernenergie ermitteln will, wird um die Addition großer Zahlen nicht herumkommen. So ist es auch nicht verwunderlich, dass im Rahmen der Verhandlungen für den Bau eines Kernkraftwerkes in Großbritannien der Betreiber eine umfangreiche Preisgarantie in Höhe von 116 €/MWh für einen Zeitraum von 40 Jahren (zum Vergleich das deutsche EEG garantiert im maximalen Fall für einen Zeitraum von knapp 21 Jahren für Wind onshore 92,7 €/MWh und 120,1 €/MWh für Freiflächenphotovoltaik) sowie umfangreiche staatliche Garantien zur Freistellung von Haftungsrisiken fordert.

Fazit: Außer den Erneuerbaren Energien hat keine CO₂-neutrale Erzeugungstechnologie bislang eine Kostendegression nachgewiesen. Wer den zukünftigen Strompreis, der auch

alle Risiken der Erzeugung und deren langfristige Lasten berücksichtigt, in Zukunft bezahlbar halten will, wird an dem verstärkten Ausbau der Erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie nicht vorbeikommen.

Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im Juli 2013

Neue Solarrekorde: über 5 Terrawattstunden Solarstrom produziert, Spitzenleistung der PV Anlagen erreicht 24 GW

Der Juli in Deutschland war über lange Strecken von ausgiebigem Sonnenschein und Hitze geprägt. Die Stromnachfrage ist durch die hohen Temperaturen und den daher erhöhten Kühlbedarf leicht angestiegen, was sich ebenso in einer Erhöhung des Preises für Strom am Spotmarkt der EEX widerspiegelte.

In der ersten Juliwoche nahm der Börsenstrompreis für Grundlaststrom von ca. 32 €/MWh auf 41 €/MWh zur Wochenmitte zu. Die Kosten des Spitzenlaststroms stiegen auf bis zu 51 €/MWh, bedingt durch die schwache Erzeugung aus Photovoltaikanlagen mit höchstens 10 bis 14 GW am Mittag. Da zum Wochenende des 06. und 07. Juli die PV-Stromerzeugung wieder zunahm und mit maximal 22 GW erfolgte, senkte sich am Wochenende der Börsenstrompreis aufgrund der gleichzeitig niedrigeren Nachfrage auf ca. 26 €/MWh am Samstag bzw. auf 18 €/MWh am Sonntag ab, wobei der Peakstrom-Tarif leicht unter dem Grundlasttarif lag.



In der darauffolgenden Woche kostete Grundlaststrom werktags im Mittel 35 €/MWh, Spitzenlaststrom war mit durchschnittlich 38 €/MWh nur geringfügig teurer. Zum Wochenende fielen die Preise für Grund- und Spitzenlaststrom auf ein Niveau von ca. 20 €/MWh.

Das Maximum der Windstromerzeugung in der ersten Monatshälfte wurde am 10. Juli mit ca. 7,2 GW Leistung erreicht. Ansonsten konnten die 23.000 Windenergieanlagen aufgrund der windarmen Hochdruckwetterlagen in Deutschland kaum zur Stromerzeugung beitragen, ihre Gesamtleistung betrug meist deutlich unter 2 GW.

In der Woche vom 15. bis 21. Juli stieg der Börsenstrompreis wieder deutlich an. Grundlaststrom kostete werktags zwischen 38 und 47 €/MWh, Spitzenlaststrom wurde für 36 bis 48 €/MWh gehandelt. Die Stromeinspeisung aus PV-Anlagen erfolgte im Tagesmaximum stets mit Werten von über 20 GW, wodurch der Peakstrompreis wegen des niedrigeren Bedarfs an konventioneller Kraftwerksleistung gedämpft wurde. Am Sonntag, dem 21. Juli, wurde ein neuer Solarstromrekord verzeichnet: Zur Mittagszeit speisten die PV-Anlagen in Deutsch-

land mit einer bisher nicht erreichten Leistung von 23,95 GW Sonnenstrom ins Netz ein, wodurch kurzzeitig mehr als 45% der Stromerzeugung abgedeckt werden konnten. Die Windeinspeisung verharrte aufgrund geringer Windgeschwindigkeiten weiterhin auf niedrigem Niveau.

Die vierte Juliwoche war vor allem durch extreme Hitze in ganz Deutschland geprägt, vielerorts erreichten die Temperaturen weit über 30 °C. Dadurch kam es zu einer erhöhten Stromnachfrage, da Klimaanlage und Kühlaggregate dem Netz vermehrt Leistung abverlangten. Infolge dessen stiegen auch die Börsenstrompreise an der EEX weiter an. Grundlaststrom kostete zwischen 43 und 51 €/MWh, Spitzenlaststrom wurde für 47 bis 60 €/MWh gehandelt. Die Solareinspeisung fiel auf unter 20 GW in der Tagesspitze, Windenergie konnte mit maximal 6,6 GW Leistung bereitstellen.

In der Periode vom 29. bis 31. Juli kühlten sich die Temperaturen deutlich ab, es zogen Tiefdruckgebiete durch Deutschland, die die Windenergieerzeugung zum Monatsende ansteigen ließen, wodurch der Börsenstrompreis merklich nachgab und für Grund- und Spit-

zenlaststrom unter 40 €/MWh betrug.

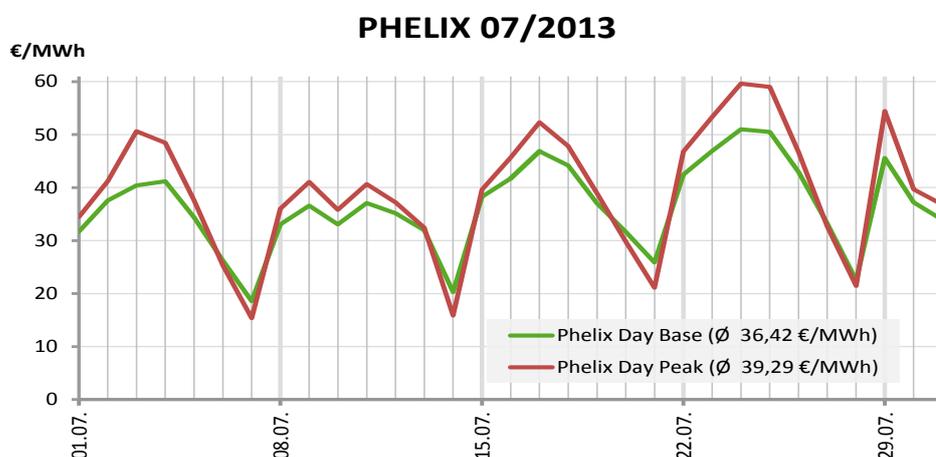
Verglichen mit dem Vormonat Juni ist eine erhebliche Steigerung der Börsenstrompreise um 31% festzustellen. So beträgt der Monatsmittelwert für Grundlaststrom 36,42 €/MWh, Spitzenlaststrom wurde an der Strombörse für 39,29 €/MWh gehandelt.

Die sehr guten Sonnenverhältnisse im Juli ermöglichten erstmals eine Solarstromerzeugung innerhalb eines Monats von ca. 5,1 TWh, was den bisherigen Rekordwert aus dem Vormonat von 4,3 TWh deutlich übertrifft. Die Windstromerzeugung war hingegen mit einer Produktion von etwa 1,7 TWh unterdurchschnittlich.

Großabnehmer zahlen für Grundlaststrom weniger als 40 € pro MWh bis 2019

Atomausstieg auf dem deutschen Markt für Grundlaststrom scheinbar wirkungslos

Das Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) teilt mit, dass der Strompreis für Großabnehmer zur Jahreslieferung von Grundlaststrom auf 39,65 €/MWh für das Jahr 2019 gefallen ist. Der Preis ist auf Basis von Daten der Strombörse EEX ermittelt worden. Für die Jahre 2014 bis 2019 sind alle Terminmarktverträge zur Jahreslieferung von Grundlaststrom auf unter 40 €/MWh gefallen. Für Außenstehende ist dies eine überraschende Entwicklung, da nach dem Atomausstieg und Energiewende von einer Strompreiser-



höhung gerade für Großabnehmer ausgegangen wurde. Stattdessen hat sich der Strompreis für diese im Mittel um 40% verbilligt.

Bis 2019 ist vorgesehen weitere drei Atomkraftwerke mit insgesamt mehr als 4 GW Leistung vom Netz zu nehmen. Die Preise an den Börsen zeigen, dass dieser doch erhebliche Leistungsverlust bereits eingepreist ist und Stromlücken auch nicht in Sicht zu sein scheinen. Wenn die Untergrenze des Offshore-Ausbaus erreicht wird ist der Leistungsverlust der 3 Atommeiler kompensiert. Hierzu müssen bis 2020 mindestens 6.000 MW Offshore-Kapazität installiert und betriebsbereit sein.

Die Strompreise für die Jahreslieferungen von Großabnehmern werden übrigens am Terminmarkt festgelegt. In Deutschland finden der Handel und die Preisfindung an der Strombörse EEX statt. Großabnehmer können sich hier feste Strompreise für die nächsten sechs Jahre sichern. Die Preise für Grundlaststrom liegen zwischen 37,31 €/MWh im Jahr 2016 und 39,65 €/kWh im Jahr 2019. Strom der tagesaktuell oder am nächsten Tag geliefert werden soll, wird am Spotmarkt beispielsweise beim EPEX Spot in Paris gehandelt.

Vattenfall investiert 534 Mio. € in zwei Windparks in Großbritannien

Windenergie-Kapazität ab 2015/16 um 264,9 MW erweitert

Mit einer Investitionssumme von 534 Mio. € möchte Vattenfall sein Windparkportfolio mit der Errichtung von zwei Onshore-Windparks in Großbritannien erweitern. Der geplante Windpark „Pen y Cymoedd“ soll in Südwales errichtet werden und mit 76 Windenergieanlagen eine Leistung von 228 MW bereitstellen. Der Baubeginn ist für 2014 geplant und die Inbetriebnahme soll 2016 erfolgen. Der Windpark benötigt eine Investitionssumme von 464 Mio. €. Der zweite deutlich kleinere Windpark mit dem Namen „Clashindarroch“ soll in der Nähe der schottischen Stadt Aberdeen errichtet werden. Die Investition beläuft sich hier auf 70 Mio. €. Die bereits im Bau befindlichen 18 Windenergieanlagen sollen eine Leistung von 36,9 MW bereitstellen und 2015 ans Netz gehen.

Zusätzlich gibt der Energiekonzern an, bis 2017 zwei Mrd. € in den Ausbau der Windenergie zu investieren. Vattenfall hat bis jetzt Windparks mit einer Ge-

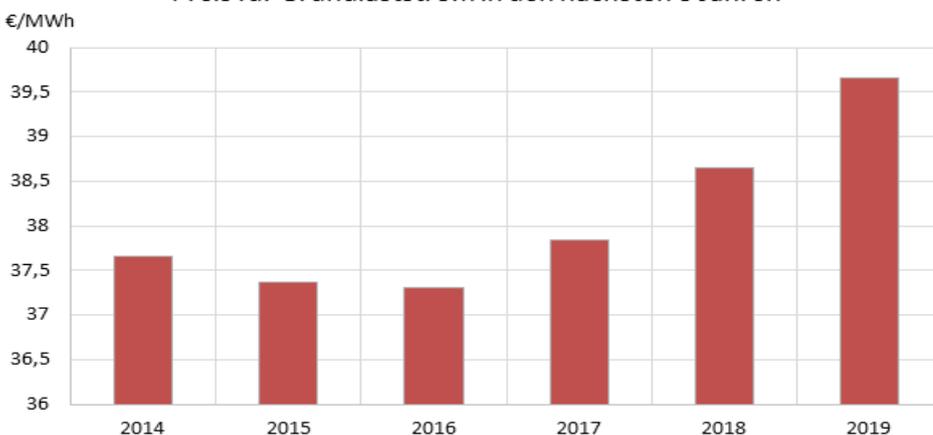
samtleistung von 1,5 GW errichtet, die im Jahr 2012 vier Terrawattstunden Windstrom produzierten.

Enercity erwirbt Windpark in Sachsen-Anhalt

Tochter-Unternehmen der Stadtwerke Hannover erweitert Portfolio um 11,5 MW-Park

In der Nähe der Stadt Stendal im Bundesland Sachsen-Anhalt hat die Enercity Erneuerbare Energien GmbH einen Windpark erworben. Der Park ist derzeit noch im Bau und soll offiziell 2014 in Betrieb genommen werden. Fünf Anlagen der 2,3 MW Klasse sollen rund 30 Mio. kWh Strom erzeugen. Die Stadtwerke Hannover, die zu 100% an der Enercity Erneuerbare Energien GmbH beteiligt sind, streben bis 2020 an, all ihre Privatkunden ausschließlich mit Strom aus Erneuerbaren Energien zu versorgen. Die Hälfte, also rund 500 Mio. kWh, sollen mittels Windkraft produziert werden. Die restlichen 500 Mio. kWh wollen die Niedersachsen aus Biomasse produzieren.

Preis für Grundlaststrom in den nächsten 6 Jahren



Der Größte Offshore-Windpark der Welt „London Array“ ist eingeweiht worden

Zwei Drittel aller britischen Offshore-Parks mit Siemens-Anlagen ausgerüstet

In Großbritannien ist der weltgrößte Offshore-Windpark „London-Array“

eröffnet worden. Die 175 Offshore-Anlagen inklusive Netzanschluss wurden von Siemens geliefert. Mit 3,6 MW Nennleistung pro Anlage und einem Rotordurchmesser von 120 m kommt der Windpark auf eine Kapazität von 630 MW. So soll der jährliche Energiebedarf von rund einer halben Million Haushalten gedeckt werden. Zu den Eigentümern von London-Array zählen Dong Energy, E.ON und Masdar. Dong Energy und Siemens werden gemeinsam die Wartung der Anlagen übernehmen.

Standort des Offshore-Windparks ist die Themse-Mündung, rund 20 Kilometer von der Küste Kent und Essex entfernt. Für den Transport des Stromes an die Küste, hat Siemens zwei Offshore-Umspannstationen errichtet. Über Hochspannungsseekabel wird der Strom an ein Umspannwerk an Land transportiert. Die Fertigstellung und Inbetriebnahme eines Parks dieser Größenordnung bedeutet für den Siemenskonzern eine Optimierung und weitere Standardisierung der Prozesse für die Fertigung, den Transport, die Logistik und die Installation eines Offshore-Windparks.

Während die deutsche Bundesregierung einen Ausbau der Offshore-Windenergie bis 2020 auf 10 GW anstrebt, möchte Großbritannien im gleichen Zeitraum seine Offshore-Kapazitäten auf 18 GW ausbauen. So können die Briten ein Fünftel ihres derzeitigen Strombedarfs decken. Von den aktuell installierten Offshore-Anlagen in Großbritannien hat Siemens zwei Drittel errichtet. Zweifellos wird Siemens von den Plänen der Briten, die Offshore-Windkraftkapazität ihres Landes auszubauen, profitieren. London Array soll um weitere 240 MW erweitert werden. Auf die Ausschreibung hat sich das aktuelle Betreiberkonsortium bereits beworben.

Offshore-Windpark Riffgat durch EWE fertiggestellt

Nach Testfeld alpha ventus erster Schritt in die kommerzielle Offshore-Stromerzeugung

In der Nordsee hat EWE seinen ersten kommerziellen Offshore-Windpark mit dem Namen „Riffgat“ fertiggestellt und will diesen am 10. August offiziell in Betrieb nehmen.

Der niedersächsische Energieversorger stellte den 108 MW Windpark vor der Küste Borkums innerhalb von 14 Monaten fertig. Die 30 Windenergieanlagen der Firma Siemens vom Typ SWT-3.6-120 sollen genug Strom erzeugen, um 120.000 Haushalte pro Jahr mit Strom zu versorgen. Die Anlage hat eine Nabenhöhe von 90 m, einen Rotordurchmesser von 120 m und ist mit einem 3,6 MW Generator ausgestattet.

Nach dem Testfeld „alpha ventus“ ist die Inbetriebnahme von Riffgat für EWE der erste Schritt in die kommerzielle Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen.

Der Ausbau von Europas Offshore-Windparks nimmt stetig zu

Großbritannien und Dänemark als Wachstumstreiber von Europas Offshore-Kapazität

Im ersten halben Jahr dieses Jahres sind in Europa Offshore-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 1.000 MW ans Netz gegangen. Im gesamten Jahr 2012 sind 1.166 MW und 2011 rund 800 MW Offshore-Anlagen an Europas Küsten ans Netz gegangen. Nach diesen Zahlen ist mit einem stetigen Wachstum zu rechnen. Deutschlands Anteil an diesem Wachstum ist jedoch gering. Die Hälfte aller neuen Offshore-Windparks sind in diesem Jahr in Großbritannien ans Netz gegangen. Ein weiteres Drittel ist in Dänemark in Betrieb gegangen. Der deutsche Offshore-Ausbau schreitet, trotz Ankündigung 10.000 MW bis 2020, nur langsam voran. Derzeit sind laut Netzbetreiber Tennet nur 2.900 MW in Deutschland durchfinanziert und Anlagen mit 395 MW in Betrieb. Bis 2023 wird geschätzt das im deutschen Offshore-Windparkportfolio 3.700 MW bis 5.900 MW stehen wird.



PNE hält jetzt rund 82,75% an der WKN AG

Übernahme in zwei Schritten durchgeführt

Die PNE WIND AG aus Cuxhaven hält jetzt 82,75% an der auf Windpark-Entwicklung spezialisierten WKN AG aus Husum. 53,42% sind von der Volker Friedrichsen Beteiligungs-GmbH übernommen worden. Zusätzlich sind 29,33% im Rahmen eines Mietveräußerungsrechts von der Siemens Project Ventures GmbH erworben worden. Diese wurden mit Barmitteln und 3,1 Mio. Aktien im Wert von 8,2 Mio. € gezahlt. Der Wert der WKN-Anteile bezogen auf 100% beläuft sich auf 93 Mio. €.

In den vergangenen 20 Jahren haben PNE WIND AG und WKN AG Erfahrungen in der Projektierung von Windparks auf nationaler und internationaler Ebene gesammelt. Daher können beide Unternehmen durch gemeinsame Einkaufs- und Vertriebsaktivitäten voneinander profitieren. Derzeit sind die Firmen an Onshore-Windpark-Projekten in mehr als 14 Ländern beteiligt von denen ein Großteil in Europa liegt aber auch in den USA, Kanada und Südafrika. Die derzeitige Nennleistung der Projekte beläuft sich auf rund 4.800 MW. Zusätzlich projektiert die PNE WIND AG Offshore-Windparks, von den bereits fünf verkauft worden sind.

Im Geschäftsjahr 2012 erzielte PNE nach IFRS einen Umsatz von 84,4 Mio. €, ein Betriebsergebnis (EBIT) von 20,4 Mio. € und einen Jahresüberschuss von 17,0 Mio. €. WKN erzielte 2012 nach HGB einen Umsatz von 44,4 Mio. €, ein Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit (EBT) von 9,1 Mio. € und einen Jahresüberschuss von 6,6 Mio. €.



Seehofer will den Mindestabstand von Windkraftanlagen drastisch erhöhen

Bayerischer Wahlkampf-Coup auf Kosten der Windkraft

Eine Bundesratsinitiative von den Landesregierungen aus München und Dresden, soll die bundesweiten Mindestabstände zwischen neuen Windkraftanlagen und Wohnhäusern vereinheitlichen. Bisher hatten die Planungshoheit die Kommunen und Regionalplaner, die auf Bundesebene lediglich durch das Bundesimmissionschutzgesetz und die Technischen Anweisung Luft beschränkt sind. Daraus ergeben sich je nach Größe des Windparks Abstände von 500 bis 1.000 Metern, die den Bürger vor Lärm und Schattenwurf schützen sollen. Die Initiative sieht einen Mindestabstand von 2.000 Metern zwischen Wohnhäusern und Windkraftanlagen vor. Die Vergangenheit hat bereits in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein gezeigt, dass ähnliche Regelungen den Bau neuer Anlagen und Repowering-Projekte stark behindern. Schon jetzt werden

in den küstennahen Bundesländern 58% des Strombedarfs durch die Windkraft gedeckt. Dieser Wert soll bis 2020 nach den Vorstellungen der Landesregierungen auf 300% anwachsen. Die Bayerisch-sächsische Initiative würde diese Pläne kippen. Da derzeit eine rot-rot-grüne Mehrheit im Bundesrat sitzt, sind die Erfolgsaussichten der Initiative eher gering. Daher steht die Vermutung im Raum, dass es sich hierbei wahrscheinlich um einen Wahlkampf-Coup handelt, der unter dem Strich nur als Stimmungsmache gegen das Zugpferd der deutschen Energiewende auszulegen ist.

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.