



NEWS **LETTER** September 2014

9/2014

Leistungskennlinien von Windenergieanlagen – eine Black Box Strompreisrückblick: August 2014 PNE WIND verkauft Anlagen an Chorus und EnBW Die Schweizer Terravent kauft ihren ersten deutschen Windpark ABO Wind erweitert Windpark Dittelsheim-Heßloch Windpark Kropp geht planmäßig in Betrieb Energiequelle GmbH repowert den Windpark Feldheim Verunsicherung bei Energiegenossenschaften Positive Entscheidung für den Offshore-Windpark Sandbank von Vattenfall und den Stadtwerken München Ehrgeizige Ausbauziele in Niedersachsen Die Gewinne aus der Photovoltaik sind deutlich höher als aus der Windenergie

Leistungskennlinien von Windenergieanlagen – eine Black Box

Möglichkeiten und Grenzen der Überprüfung von Leistungskennlinien von in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen

von Jannes Henkel

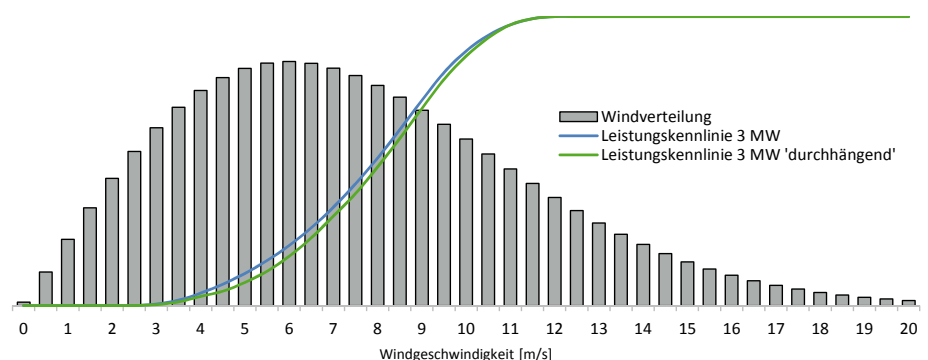
Die wirtschaftliche Bewertung eines in der Planung befindlichen Windparks erfolgt zumeist auf der Grundlage von Windgutachten. Windgutachten werden vor allem auf Basis von standortspezifischen meteorologischen Daten, den örtlichen Oberflächengegebenheiten und der Leistungskennlinie der geplanten Windenergieanlage (WEA) erstellt. Die meteorologischen Eingangsdaten stammen zumeist von Wetterdiensten oder aus Messdaten am Standort. Informationen zur Oberflächengegebenheiten werden meistens den kartografischen Diensten entnommen. Die Angaben zu den Leistungskennlinien stellen die WEA-Hersteller zur Verfügung. Die Abhängigkeit der abgegebenen elektrischen Leistung von der Windgeschwindigkeit wird entweder rechnerisch aus den Entwurfsdaten für Rotor und Antriebsstrang, oder durch Messungen in einem realen Windfeld ermittelt. Die Leistungskennlinien werden im Rahmen der Kaufverträge oftmals von den Herstellern lediglich zu 95% für einen Zeitraum von zwei Jahren ab Abnahme garantiert. Aus dem laufenden Betrieb ergeben sich aber häufig Zweifel an der Performance und der Einhaltung der garantierten Leistungskennlinie. Die Zweifel speisen sich

im ersten Schritt vor allem aus den Daten der WEA-eigenen Wind- und Leistungsmessung. Dort kann aber schon ein nicht korrekt eingestellter Korrekturfaktor in der Steuerung, eine hohe Messunsicherheit des verbauten Messinstruments oder eine Änderung beim Einbaustandort des Windgeschwindigkeitssensors zu einer Abweichung der Messwerte führen. Darüber hinaus ist das Messinstrument einer erhöhten Turbulenzbelastung in der Nachlaufströmung des Rotors ausgesetzt. Diese Daten können damit zu einer falschen Interpretation führen und sind als belastbarer Nachweis für die Leistungskennlinie unzureichend. Die Hersteller befinden sich aus Betreibersicht dabei in einer komfortablen Situation. Sollte der WEA-Eigentümer begründete Zweifel an der Einhaltung der Leistungskennlinie haben, so muss

dieser erst einmal auf seine Kosten den Nachweis liefern. Hierfür ist ein akkreditierter Gutachter mit der Vermessung der WEA nach IEC 6140012-1 zu beauftragen.

Unterschreitung der Leistungskennlinie im Teillastbereich kann in 20 Jahren bis zu 800.000 € je WEA kosten

Grundsätzlich stellt sich die Frage, wie stark der Einfluss einer Unterperformance der garantierten Leistungskennlinie auf eine Windparkinvestition sein kann und ob eine Messkampagne den finanziellen Aufwand wert ist. Besonders Augenmerk bei Leistungskennlinien ist stets auf den sogenannten Teillastbereich zu legen, da die meisten WEA hauptsächlich in diesem Bereich arbeiten. Es hat sich gezeigt, dass die volle Nennleistung zwar erreicht wird, aber der oft durchlaufene Teillastbereich



Auffälligkeiten zeigt. Der Teillastbereich hat damit einen erheblichen Einfluss auf die Energieerträge bei Nichteinhalten der garantierten Leistungskennlinie. Gegenüberstellungen von Realdaten mit den von Herstellern garantierten Leistungskennlinien zeigen des Öfteren ein „Durchhängen“ der realen Leistungskennlinie im Teillastbereich. Für das folgende Beispiel gilt die Annahme, dass die tatsächliche Leistungskennlinie im Teillastbereich unterschritten wird. Die mittlere Abweichung beträgt rund 5%. Die Beispiel-WEA wird mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 7,5 m/s mit einer für Norddeutschland typischen Weibull-Verteilung frei angeströmt. Sie gehört zur 3,0 MW Klasse und hat eine Nabenhöhe größer als 100 m. Die Vergütung wird mit 8,70 ct/kWh angenommen. Unter den gegebenen Eingangsgrößen ergibt sich zwischen der garantierten Leistungskennlinie und der „durchhängenden“ Leistungskennlinie eine Ertragsdifferenz von rund 470.000 kWh p.a., also rund 4% des möglichen Jahresenergieertrages. Mit dem angenommenen Vergütungssatz und einer Vergütungsdauer von 20 Jahren ergeben sich aufsummiert Mindereinnahmen von rund 800.000 €. Dieser Wert zeigt, dass eine Messkampagne nach IEC 6140012-1 entweder zusätzliche Umsätze bei einer Nachbesserung oder eine Zahlung aus der

Leistungskurvengewährleistung des WEA-Herstellers ermöglichen kann. Die Hürden für einen Nachweis sind allerdings außerordentlich hoch.

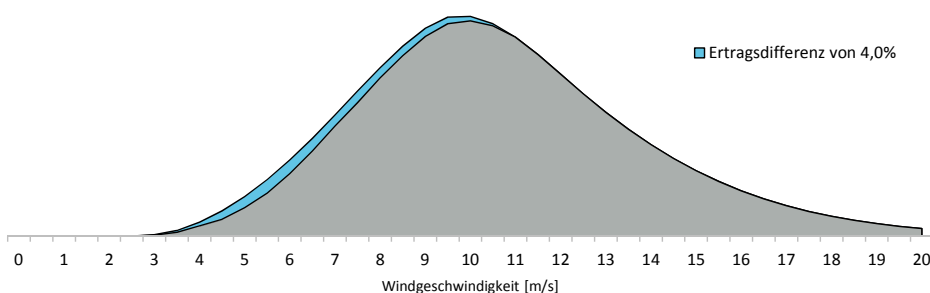
Leistungskennliniennachweis nach IEC 61400-12-1

Die IEC 61400-12-1 beschreibt ein Verfahren zur Messung des Leistungsverhaltens einer einzelnen WEA. Sie fordert unter anderem das Errichten eines Windmessmastes. Der Messstandort muss für eine Messung geeignet sein und muss auf mögliche Störungen der Anströmung bewertet werden. Es gilt die Annahme, dass die gemessene Windgeschwindigkeit am Windmessmast der an der Nabe entspricht. Die Messdaten werden in einem 10-min-Intervall erfasst und die ermittelte Leistungskennlinie aus den Messungen wird in 0,5 m/s-Schritten aufgelöst. Handelt es sich bei dem Standort der WEA jedoch um komplexes Gelände ist es sehr wahrscheinlich, dass eine Standortkalibrierung durchgeführt werden muss. Diese beinhaltet die Errichtung eines zweiten Windmessmastes am eigentlichen WEA Standort, bevor diese errichtet oder nachdem diese abgebaut worden ist. Dies ist praktisch nicht umsetzbar. Unter der Annahme, dass eine Messkampagne für einfaches Gelände für WEA mit Nabenhöhen größer als 100 m über 150.000 € kostet, wird klar, dass die finanzielle Hürde für den Betreiber zur Durchführung einer

Vermessung eher hoch ist. Dazu kommt, dass die Standortgegebenheiten innerhalb eines Windparks nur die Vermessung einer WEA zulassen und einige Standorte aufgrund der fehlenden freien Anströmsektoren nicht IEC-konform vermessbar sind. Im komplexen Gelände ist eine IEC-konforme Messung mit den derzeit geltenden Standards praktisch unmöglich. Erfolgt der Nachweis, dass die Leistungskennlinie unterhalb der Hersteller-garantie liegt, ist eine Nachverhandlung mit dem WEA-Hersteller möglich, so dass die Kosten für die Messkampagne von ihm getragen werden. Stellt sich jedoch heraus, dass die WEA innerhalb der garantierten Leistungskennlinie liegt, bleibt der Windparkbetreiber auf den hohen Kosten sitzen.

Neue Entwicklungen erscheinen vielversprechend

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die derzeitige Praxis den Betreiber eines Windparks benachteiligt, da eine Überprüfung nach IEC-Standard einen hohen finanziellen Aufwand bedeutet und die Messungen für große Windparks, wenn überhaupt, nur sehr schwer umsetzbar sind. Schlussfolgernd kann vorgebracht werden, dass eine Leistungskennliniengarantie derzeit nur einen eher geringen Wert für den Betreiber der WEA hat. Zudem gilt diese meist nur für zwei Jahre. Jedoch gibt es neue Entwicklungen im Bereich des Leistungskennliniennachweises. Aktuell wird die Windgeschwindigkeit und Windrichtung bei den meisten WEA mit Messgeräten erfasst, die auf der Gondel angebracht sind. Derzeit gibt es neue Systeme auf dem Markt, mit denen es möglich sein soll, den Leistungskennliniennachweis mit weniger finanziellem und logistischem Aufwand durchzuführen. Eines dieser Systeme arbeitet beispielsweise mittels Ultraschallsensoren

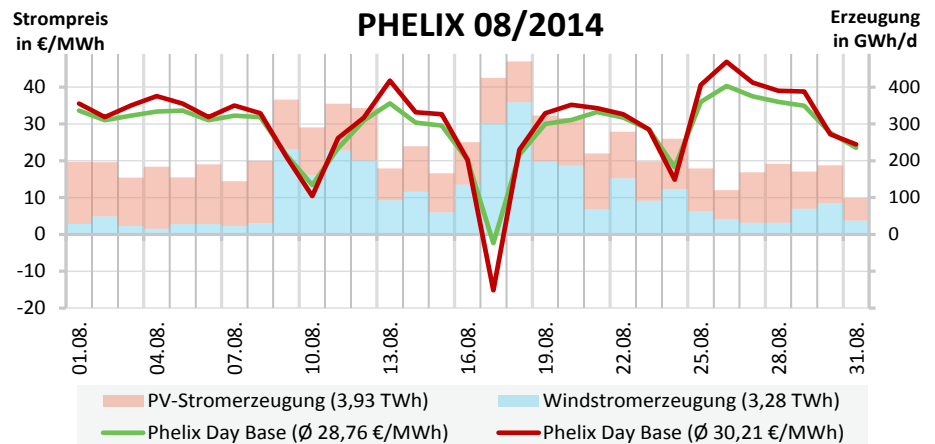


am Spinner in Kombination mit einem LIDAR-Messgerät und den SCADA-Daten. So ist eine dreidimensionale Erfassung des Windfelds möglich. Messgrößen wie Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Schräganströmung können erfasst werden. Dieses Messsystem ist laut Aussage des Herstellers seit April 2013 Bestandteil der aktuellen IEC 61400-12-2. Wird in der IEC auch noch verankert, dass mit solchen Systemen die Messung der Leistungskennlinie zukünftig möglich ist, wird für den Betreiber der Nachweis gegenüber dem Hersteller deutlich einfacher. Auch die Ausrüstung der WEA gleich nach Errichtung, z.B. ohne behördlichen Aufwand für die Genehmigung eines Windmessmastes, würde einen großen zeitlichen Vorteil bedeuten. Die Hersteller hingegen werden die Entwicklung mit großem Argwohn verfolgen, da eine solche Nachweismethode ein Ende ihrer derzeit komfortablen Situation bedeuten würde. Die Leistungskennliniengewährleistung könnte dann einen höheren Stellenwert in den WEA-Kaufverträgen einnehmen. Aus Betreibersicht bleibt zu hoffen, dass die Zulassung der alternativen Verfahren baldmöglichst erfolgt.

Strompreisrückblick: August 2014

Geringe Stromnachfrage in der Urlaubszeit und höheres Stromangebot aus Erneuerbaren lassen Börsenstrompreise sinken

Der Verlauf des Physical Electricity Index (Phelix), mit dem die Großhandelsstrompreise für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bestimmt werden, nahm im



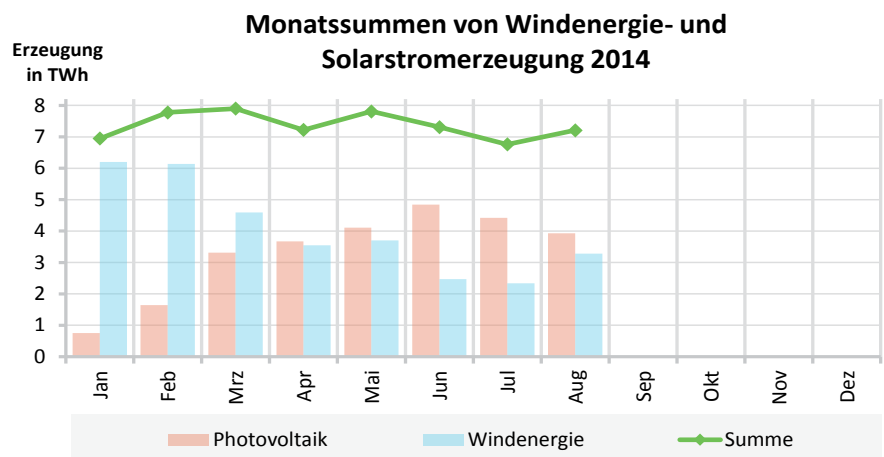
Quelle: epexspot.com/de/marktdaten

August 2014 einen ungleichmäßigen Verlauf.

Im Zeitraum vom 01. bis 08. August wurde Börsenstrom für etwa 32 €/MWh gehandelt. Das windärmere Wetter des Vormonats setzte sich in Deutschland zunächst fort, so dass Windstrom selten mit mehr als 3 GW Leistung eingespeist worden ist. Dafür war das Sonnenstromaufkommen mit täglichen Spitzenleistungen zwischen 15 und 20 GW auf einem hohen Niveau. Ab dem 9. August setzte eine erste windstärkere Periode ein, in der teils Windspitzen mit 10 bis 15 GW Leistung auftraten. Aufgrund der schwankenden Einspeisung und dem nachlassenden PV-Stromangebot zogen die Börsenstrompreise zur Wochenmitte auf

36 €/MWh (im Grundlasttarif, 0-23h) bzw. 42 €/MWh (Spitzenlast, 8-20 Uhr) an.

Am Sonntag, dem 17. August, herrschten deutschlandweit hohe Windgeschwindigkeiten vor, sodass am Nachmittag Windenergie mit bis zu 18,5 GW eingespeist werden konnte. Zeitgleich stellten die Photovoltaikanlagen etwa 15,4 GW Leistung bereit, womit diese beiden regenerativen Quellen stundenweise einen Anteil von rund 2/3 an der gesamten Stromproduktion hatten. Da jedoch die Stromnachfrage an Wochenenden sehr gering ist und konventionelle Kohle- und Atomkraftwerke nicht ausreichend in ihrer Leistung heruntergeregt werden konnten, traten in Folge des Stromüberangebotes



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

negative Handelspreise an der Strombörse auf. Das Tagesmittel für Spitzenlaststrom belief sich auf -15 €/MWh, das Minimum im day-ahead-Handel wurde mit -60 €/MWh zwischen 15 und 16 Uhr erreicht.

In den darauffolgenden zwei Augustwochen gab die Windstromerzeugung wieder leicht nach, das frühherbstliche Wetter mit dichter Bewölkung ließ auch die PV-Stromerzeugung moderat zurückgehen. Börsenstrom kostete in der vorletzten Augustwoche durchschnittlich 28 €/MWh, in der letzten Augustwoche verteuerte dieser sich auf ca. 34 €/MWh.

Der Monatsmittelwert des Phelix Day Base-Tarifbesitzes bemisst sich auf 28,76 €/MWh, Phelix Day Peak-Strom kostete 30,21 €/MWh. Demnach war ein leichter Preisrückgang im Vergleich zum Vormonat von ca. 11% bzw. 13% zu verzeichnen, was insbesondere auf die niedrige Stromnachfrage aufgrund der Urlaubszeit sowie dem höheren volatilen Stromangebot aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen zurückzuführen ist. Die Windstromproduktion steigerte sich signifikant um etwa 40% im Vergleich zum Juli 2014 auf 3,24 TWh, die PV-Stromproduktion gab um ca. 11% nach und erreichte 3,93 TWh. An insge-

samt 20 Tagen übertraf die Summe der Solarstromerzeugung die eingespeiste Windenergiemenge.

Von Januar bis August 2014 wurden in Summe beinahe 59 TWh Strom durch die beiden regenerativen Energieträger Wind und Sonne gewonnen, wovon etwa 27 TWh auf die Photovoltaik und rund 32 TWh auf Windenergie entfallen.

PNE WIND verkauft Anlagen an Chorus und EnBW

Aktiver Projektvertrieb führt zum Rekordumsatz

Zwei Windparks mit zusammen 21,6 MW wurden an Chorus veräußert. Die Windparks Sontra im nordhessischen Werra-Meißner-Kreis und Kemberg III in Sachsen-Anhalt befinden sich zurzeit im Bau und sollen in der zweiten Jahreshälfte fertig gestellt werden. Mit den Anlagen vom Typ Nordex N117 auf 141m Nabenhöhe sollen 63 Mio. kWh produziert werden.

EnBW erwarb zwei Anlagen vom Typ

Vestas V90 mit 2 MW Leistung und 105m Nabenhöhen und erweiterte somit ihre Präsenz jeweils um eine Anlage am Chorus-Standort Kemberg auf sechs WEA und am Standort Sörlenthin in Brandenburg auf acht WEA. PNE bleibt zunächst der Betriebsführer der Anlagen.

Unter Berücksichtigung der Mehrheitsbeteiligung an der WKN AG hat die PNE WIND-Gruppe für dieses Jahr mit dem Bau von 128 MW Windleistung in Deutschland begonnen. Dazu kommen noch fortgeschrittene ausländischer Projekte in Frankreich, Italien, Großbritannien, Ungarn, Polen, Rumänien und den USA. Eine 5 GW Onshore Pipeline wird durch 13 Offshore Projekte ergänzt. Im ersten Halbjahr 2014 erwirtschaftet der PNE-Konzern 118 Mio. € Umsatz und trotz erheblicher Vorleistungen 2,8 Mio. EBIT.

Die Schweizer Terravent kauft ihren ersten deutschen Windpark

4initia unterstützt den Markteintritt

Terravent, die Schweizer Beteiligungsgesellschaft mit einem Windparkportfolio von 90 MW, hat nach anfangs vier französischen Projekten nun auch den deutschen Markt erschlossen und sucht nach weiteren Windparks. Ihr erstes deutsches Projekt ist ein küstennaher Standort im Landkreis Rostock mit acht Nordex N100 2,5 MW-Anlagen. Der Windpark wurde von Enertrag in diesem Jahr durch ein sogenanntes Repowering installiert. Bei der Transaktion wurde Terravent durch 4initia beraten.





ABO Wind erweitert Windpark Dittelsheim-Heßloch

Der südhessische Energieversorger GGEW erweitert sein Portfolio

Der Windpark Dittelsheim-Heßloch in Rheinland-Pfalz, bestehend aus 14 Enercon-Anlagen des Typs E-82, wird durch seinen Entwickler ABO Wind um drei weitere Windenergieanlagen ergänzt. Die drei Servion 3.4M mit 128m Nabenhöhe sollen Ende des Jahres ans Netz gehen und 24 Mio. kWh produzieren. Die Windpark-Erweiterung wurde durch den südhessischen Energieversorger GGEW AG bereits erworben.

Windpark Kropp geht planmäßig in Betrieb

KGAL und Bürger beteiligen sich an dem WKN-Windpark

Der 18,45 MW große Windpark im Kreis Schleswig-Flensburg bestehend aus

sechs Vestas-Anlagen des Typs V112 mit 94m Nabenhöhe und wurde nun pünktlich in Betrieb genommen. Nach Angaben des Entwicklers wurde das Projekt in Rekordzeit umgesetzt. Drei WEA wurden an die KGAL schon Ende letzten Jahres schlüsselfertig verkauft. Die restlichen drei Anlagen gehören dem Bürgerwindpark Kropp-Tetenhusen. Somit ist das Projekt ein Beispiel für eine erfolgreiche Zusammenarbeit zwischen Bürger institutionellen Investoren.

Energiequelle GmbH repowert den Windpark Feldheim

Drei ENERCON E-115 nach fünfmonatiger Bauzeit am Netz

Im Windpark Feldheim in Brandenburg sind drei neue E-115 mit einer Nabenhöhe von 149 m und je 3 MW Nennleistung in Betrieb gegangen. Die drei Maschinen ersetzen vier rund 20 Jahre alte Enercon E-40 mit einer

Nennleistung von jeweils 500 kW. Im Schnitt produzierten diese 1 Mio. kWh pro Jahr. Eine neu errichtete E-115 wird voraussichtlich acht Mio. kWh pro Jahr generieren. Insgesamt sind im Windpark Feldheim 81 MW installiert und die Produktion steigt durch die neuen Maschinen von ca. 140 Mio. kWh auf über 160 Mio. kWh pro Jahr an. Etwa eine Mio. kWh werden dazu verwendet, das Energieautarke Dorf Feldheim zu versorgen, das Gros wird jedoch in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Verunsicherung bei Energiegenossenschaften

EG Odenwald übergibt Projektrechte an Enercon

Energiegenossenschaft Odenwald hat ihre Projektrechte an den Standorten Beerfelden / Falken-Gesäß und Sensbachtal an Enercon übergeben. Der Grund ist das wirtschaftliche Risiko nach der Novellierung des EEG. Für die Bürger sollen 30% am jeweiligen Windpark optional zur Beteiligung angeboten werden. Beim Verkauf durch Enercon besteht ein regionales Vorkaufrecht.

Die EG Odenwald ist nur ein Beispiel für die durch die EEG Novelle ausgelöste Verunsicherung bei den Energiegenossenschaften. Laut der Umfrage des Deutschen Genossenschafts- und Raiffeisenverbands wird fast jede dritte Genossenschaft im Jahr 2014 keine Investitionen vornehmen.

Die Gewinne aus der Photovoltaik sind deutlich höher als aus der Windenergie

Studie des Fraunhofer-ISI veröffentlicht

Eine Studie des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung ISI kam im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien (ImpRES)“ in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung DIW, der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung GWS und dem Institut für ZukunftsEnergieSysteme IZES zu dem Ergebnis, dass die Photovoltaik in Deutschland größere Gewinne abwirft als die Windenergie. Die Studie ist unter dem Namen „Verteilungen der Marktförderung des EEG in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie (onshore)“ veröffentlicht worden. Obwohl die Windenergieanlagen hierzulande mehr Strom produzieren als Photovoltaikanlagen wurde nur ein Gesamtgewinn von rund 750 Mio. € erwirtschaftet. Die Photovoltaik hat im gleichen Zeitraum einen Gewinn von etwa 2,7 Mrd. € erwirtschaftet. Die hohe Summe in der Photovoltaik ergibt sich aus vielen kleinen Anlagen von privaten Anlagen und landwirtschaftlichen Betrieben vornehmlich in Baden-Württemberg und Bayern. Der Großteil der Windparks in Deutschland steht in Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt mit einer installierten Leistung von rund 19 GW. Allerdings variieren die Gewinnspannen in der Windbranche sehr stark.

Ehrgeizige Ausbauziele in Niedersachsen

Neue Flächen und geringere Abstände im Entwurf

Ein massiver Windkraftausbau ist in Niedersachsen angesagt – bis 2050 soll die Leistung von derzeit 7,6 GW auf 20 GW steigen. Dafür plant die niedersächsische Landesregierung, mehr Flächen durch einen Windenergieerlass zur Verfügung zu stellen. Der Beschluss des Erlasses ist bis Ende des Jahres angestrebt. Es handele sich dabei um keine verbindliche Vorgabe für die Flächennutzungs- und Bebauungspläne der Städte und Gemeinden. Der Abstand zur Wohnbebauung kann dadurch auf das Zwei- bis Dreifache der WEA-Höhe sinken, Windparks im Wald sollen hingegen vermieden werden. Ehrgeizige Ausbauziele hat auch Schleswig-Holstein angekündigt, seinen Strombedarf rechnerisch zu 300% aus erneuerbaren Energien bis 2025 decken zu können.

Positive Entscheidung für den Offshore-Windpark Sandbank von Vattenfall und den Stadtwerken München

Investitionsvolumen von 1,2 Mrd. € geplant

Die zuständigen Gremien des schwedischen Energieunternehmens Vattenfall und der Stadtwerke München haben die Investitionsentscheidung für den

Bau des Windparks Sandbank in der deutschen Nordsee getroffen. Das Investitionsvolumen für den geplanten Offshore-Windpark mit einer Nennleistung 288 MW beläuft sich auf 1,2 Mrd. €. Vattenfall hält mit 51% die Mehrheitsanteile an dem Projekt. Es sollen 72 Offshore Windenergieanlagen der 4 MW-Klasse errichtet werden. Der Windpark „Sandbank“ ist als Erweiterung des aktuell im Bau befindlichen Windparks Dan Tysk westlich von Sylt geplant. Mit dem Bau des Windparks Sandbank soll im Jahr 2015 begonnen werden. Die finalen Investitionsentscheidungen stehen bei zwei anderen großen Investoren in die deutsche Offshore-Windkraft aus – bei RWE Innogy bezüglich der Projekte Innogy Nordsee 2 und 3 sowie bei EnBW bezüglich der Projekte Hohe See und He Dreht.

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.