



NEWS^{LETTER} August 2016

8/2016

- ◆ *Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus aus technischer Sicht*
- ◆ *Strompreisrückblick Juli 2016*
- ◆ *GASAG erwirbt ersten Windpark*
- ◆ *Trianel Erneuerbare Energien übernimmt hessischen Windpark*
- ◆ *OSTWIND eröffnet Wald-Windpark in Bayern*
- ◆ *EnBW kauft Connected Wind Services*
- ◆ *Deutlicher Anstieg von Redispatch-Maßnahmen in 2015*

Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus aus technischer Sicht

Ein Einblick in den aktuellen Stand zur Laufzeitverlängerung von WEA

Von Daniel Schütt

Die Klassifikationsgesellschaft DNV GL, die 2013 durch eine Fusion aus ehemals Det Norske Veritas (DNV) und Germanischer Lloyd (GL) entstand, hat ihren Standard zur Laufzeitverlängerung überarbeitet. Die ursprüngliche „Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ (GL) aus dem Jahr 2009 musste den aktuellen Rahmenbedingungen angepasst und präzisiert werden. So erschien im März 2016 der neue Standard „Lifetime extension of wind turbines“ (DNVGL-ST-0262¹) zusammen mit der dazugehörigen Servicespezifikation „Certification of lifetime extension of wind turbines“ (DNVGL-SE-0263²).

Die in den letzten Jahrzehnten errichteten Windenergieanlagen sind im Allgemeinen für eine Laufzeit von 20 Jahren entworfen worden. Mit dieser planmäßigen Nutzungsdauer kommen zurzeit und in den nächsten Jahren viele tausend WEA in ein Alter (vgl. Abb. 1), welches Betreiber vor ein

Problem stellt: Wie verfähre ich mit meiner Anlage? Im Zuge des steigenden Potenzials durch alternde Anlagen sowie der vergangenen (2014) und aktuellen (2016) Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und

dem damit entfallenen Repowering-Bonus, der strikten Deckelung des Ausbaus und dem kleiner werdenden Handlungsspielraum für das Errichten neuer Windparks durch die Bauleitplanung, gewinnt der Weiterbetrieb an

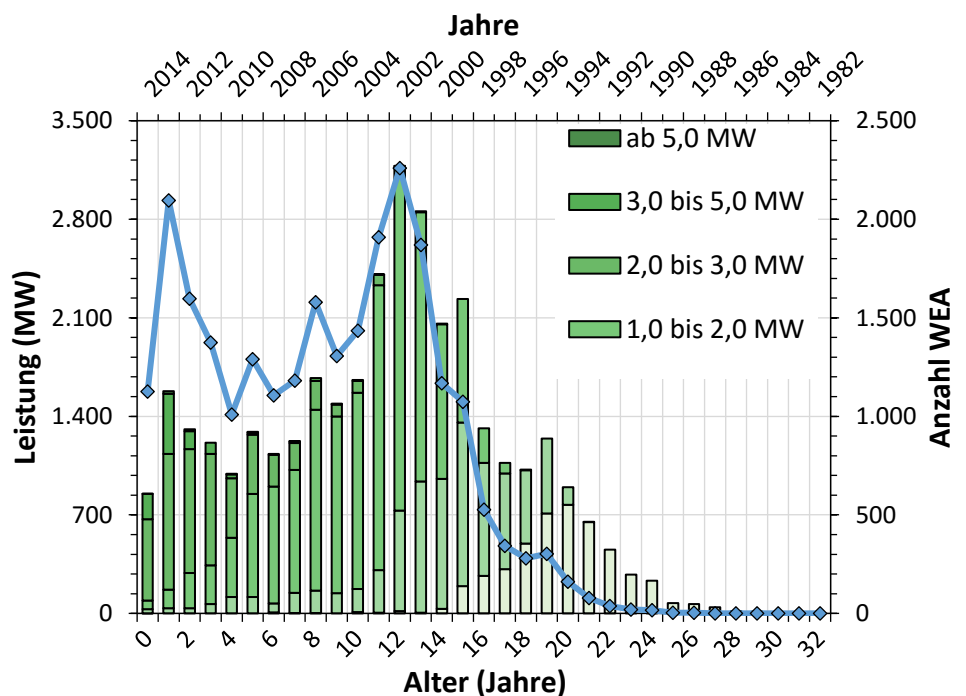


Abbildung 1: Altersstruktur sowie deren Verteilung in den aufgeführten Leistungsklassen von WEA in Deutschland. Quelle: Keiler, Jochen; Häuser, Helmut: Betreiberdatenbasis - Betriebsdaten von Windanlagen. September 2014

¹<http://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2016-03/DNVGL-ST-0262.pdf>

²<http://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/SE/2016-03/DNVGL-SE-0263.pdf>

Relevanz. Vom Weiterbetrieb wird dann gesprochen, wenn die Gesamtnutzungsdauer die planmäßige Nutzungsdauer übersteigt

dauer zu erfolgen hat, klärt die technischen Anforderungen und hat einen normativen Charakter. Der wichtigste Ansatz für einen technischen Nach-

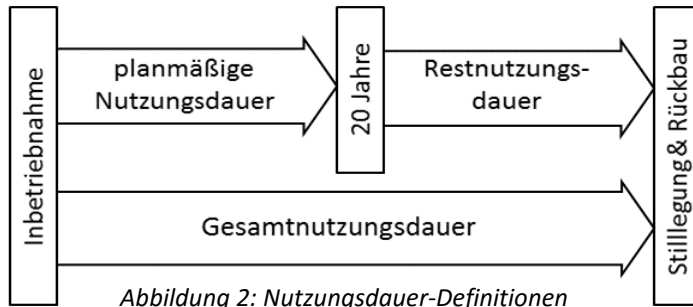


Abbildung 2: Nutzungsdauer-Definitionen

(siehe Abb. 2). Die Gesamtnutzungsdauer sollte dabei möglichst nah an die Lebensdauer, also die Dauer der Funktionstüchtigkeit der Anlage, heranreichen.

Bei rechtzeitigem Handlungsbewusstsein kann einer Stilllegung aufgrund des Ablaufs baubehördlicher Genehmigungen (Grundlage hierfür ist die Typenprüfung) entgegengewirkt werden. Hierfür wird ein Nachweis notwendig, der entgegen der ursprünglichen Entwurfslebensdauer weitere Betriebsjahre ermöglicht. Damit lässt sich der erhöhte finanzielle Aufwand aufgrund des Rückbaus hinauszögern und der Betreiber profitiert durch die verlängerte Betriebszeit von zusätzlichen Einnahmen aus den Stromerlösen. Besonders attraktiv scheint die Laufzeitverlängerung für Betreiber, deren Standort nicht repowert werden kann, weil die Fläche von Seiten der Bauleitplanung nicht mehr genehmigungsfähig ist. Was muss nachgewiesen werden, damit die zeitlich limitierte Typenprüfung eine Laufzeitverlängerung ermöglicht?

Die neue Richtlinie des DNV GL gibt Aufschluss darüber, wie ein Nachweis für eine Verlängerung der Nutzungs-

weis zur Restnutzungsdauer ist die Gewährleistung eines sicheren Betriebs. Diesbezüglich wird nicht nur der technische Zustand bewertet, sondern auch ein Abgleich mit gültigen Normen empfohlen.

Dazu werden im Detail die Bewertungsmethoden definiert, anhand dessen der Anlagenzustand beurteilt werden kann. Der Fokus fällt dabei auf die Lastkomponenten, strukturelle Baugruppen sowie das Steuerungs- und Schutzsystem. Der Bewertungsumfang wird im Detail in der Richtlinie tabellarisch dargestellt und umfasst die Rotorblätter, Maschinenkomponenten, Turm, Fundament, Steuerungs- und Schutzsystem und elektrische Komponenten.

Grundsätzlich ist es notwendig eine analytische und praktische Bewertung in Kombination vorzunehmen. Für den theoretischen Teil werden drei Ansätze dargestellt:

- vereinfachter Ansatz,
- detaillierter Ansatz und
- wahrscheinlichkeitsbasierter Ansatz.

Die aus der Entwicklung hervorgehenden Berechnungen müssen wiederholt und unter Berücksichtigung der

standortspezifischen Gegebenheiten um Erfahrungen und Daten aus dem Betrieb ergänzt werden. Mithilfe der analytischen Methoden wird die potenzielle Laufzeitverlängerung berechnet. Änderungen an den WEA, um den aktuellen Stand der Technik zu erfüllen, sind nicht notwendig, sofern folgende Bedingungen erfüllt sind:

- die Betriebs- und Umgebungsbedingungen werden eingehalten oder sind besser als die Auslegungsbedingungen und
- der Turbinentyp hat keine allgemein bekannten Mängel, die eine Gefahr für Leib, Leben und Umwelt darstellen.

Es ist daher nicht notwendig, alle Anforderungen aktuell gültiger Normen zu erfüllen, wenn es sich um Bestandsanlagen handelt. Der Schwerpunkt der Bewertung liegt immer auf der strukturellen Unversehrtheit und die sollte normunabhängig gegeben sein.

In allen drei analytischen Methoden wird empfohlen Messdaten aus WEA-Messungen, z. B. CMS oder Lastmessungen, und Standortmessungen, z. B. mit einem Messmast, hinzuziehen. Weiterhin soll grundlegend der Ermüdungsgrenzzustand ermittelt werden. Die Überprüfung der lasttragenden Komponenten und Verbindungen erfolgt stets durch einen Vergleich der Ermüdungslasten, wobei die Berechnungen nach aktuellem Stand der Technik mit Lastsimulationsmodellen durchzuführen sind. Die Ermüdungslasten werden zum einen auf Grundlage der ursprünglichen Auslegungsbedingungen (z. B. die vor 20 Jahren angewandte Norm) und zum anderen auf Grundlage der realen Standortbedingungen berechnet. Dies geschieht für jede relevante Baugruppe mit dem

Ziel, die Komponenten mit der limitierenden Restlebenszeit zu ermitteln. Anhand der Berechnungsergebnisse kann die mögliche Laufzeitverlängerung angegeben werden. Weiterhin muss ein anlagenspezifischer Inspektionsplan erstellt werden, der den Umfang und die Intervalle definiert.

Der vereinfachte Ansatz wird nahegelegt, wenn keine oder nur ein Teil der Entwurfsdokumente der WEA zur Verfügung steht. Unter diesen Umständen werden die ursprünglichen Auslegungsbedingungen mit den realen Standortbedingungen aus dem Betrieb verglichen, indem die Lasten bei der Zustände simuliert werden. Wenn die realen Bedingungen den Auslegungsbedingungen entsprechen, müssen extreme Belastungen nicht beurteilt werden.

Für den detaillierten Ansatz ist es erforderlich, dass sämtliche Dokumente aus der Entwicklung der WEA vorhanden sind. Inhalt dieses Ansatzes ist der Vergleich des ursprünglichen Entwurfs mit einer erneuten Konstruktionsberechnung. Die Lastenberechnung erfolgt auch hier nach dem oben beschriebenen Schema. Zur Bewertung werden zusätzlich die historischen Betriebsdaten sowie Ereignisberichte (Fehler, Service, Wartung, Inspektion usw.) betrachtet. Die detaillierte Analyse ermittelt darüber hinaus in zwei Schritten:

1. die zulässigen typenspezifischen und standortunabhängigen Umweltbedingungen und
2. die am Standort vorliegenden Umweltbedingungen zum Vergleich mit den zulässigen typenspezifischen Umweltbedingungen (aus Schritt 1).

Wenn die Ermüdungsprüfung einer Komponente die Laufzeitverlängerung nicht erfüllt, kann im nächsten Schritt

geprüft werden, ob eine geeignete Maßnahme wie beispielsweise ein Austausch oder eine Betriebsmodifikation den Weiterbetrieb ermöglicht. Die dritte Methode ist ein probabilistischer Ansatz. Um strukturelle Fehler zu erkennen, werden stochastische Analysen verwendet. Unsicherheiten des vereinfachten und detaillierten Ansatzes können durch geeignete Wahrscheinlichkeitsverteilungen erklärt werden. Dieser Ansatz erfordert eine möglichst detaillierte Dokumentation der Vorgehensweise, um die Berechnungen nachvollziehen zu können.

Auf den theoretischen Teil folgt ein praktischer Teil: eine Inspektion der WEA unter Berücksichtigung der Wartungs- und Betriebshistorie und der Felderfahrung zum Anlagentyp. Diese Inspektion soll die Eignung der WEA für eine Laufzeitverlängerung prüfen. Die Richtlinie enthält dafür eine Inspektionsliste, deren Umfang das Minimum darstellt und durch zusätzliche Auflagen aus den Analysen und anhand der Betriebshistorie ergänzt werden kann.

Ziel der Vor-Ort-Untersuchung ist die Früherkennung von Ermüdungsschäden an lasttragenden Komponenten. Es wird ein Inspektionsrhythmus festgelegt. Der Prüfumfang kann im Rahmen der Inspektion erneut angepasst und erweitert werden, falls z. B. Komponenten Auffälligkeiten aufweisen. Aus den analytischen und praktischen Untersuchungen können durchzuführende Maßnahmen hervorgehen, die an einen möglichen Weiterbetrieb geknüpft sind. Der Inspektionsbericht gibt diese Empfehlungen oder Verpflichtungen an und zeigt Beschränkungen für die verlängerte Laufzeit auf. Weiterhin wird ein Intervall der Folgeprüfungen bestimmt.

Werden Mängel aufgedeckt, die die strukturelle Makellosigkeit teilweise oder vollständig in Frage stellen und ggf. Schäden hervorrufen können, wird die Stilllegung empfohlen. Der Betreiber führt dann die Außerbetriebnahme durch.

Die Richtlinie verweist in der novellierten Version viel detaillierter auf die Möglichkeiten der Nachweisführung und gibt konkrete Maßnahmen zur Berechnung vor, die im Anhang der Richtlinie als Kurzfassung veröffentlicht sind. Zwingend erforderlich ist die Kombination von theoretischer und praktischer Untersuchung. Neben den fachlichen Anpassungen sind inhaltliche Neuerungen hinzugekommen. In der aktuellen Version wird nicht nur auf Onshore-, sondern auch auf Offshore-WEA eingegangen. Zudem verweist DNV GL darauf, dass Betreiber und Hersteller von einer Vielzahl von Wegen zum Weiterbetrieb profitieren. Je nach Standort kann die Prüfung auf Basis der Richtlinie erhebliche Betriebszeitreserven ermitteln. Weiterhin wurde eine Richtlinie zur Zertifizierung der Lebensdauererlängerung als Servicespezifikation veröffentlicht. Die zeigt Anwendern auf, wie sie die Eignung zur Lebensdauererlängerung nachweisen und diese Dienstleistung auch beglaubigen lassen können. Die große Veränderung zur vorherigen Richtlinie bleibt jedoch die detailliertere Beschreibung, welche Schritte notwendig sind, um den Nachweis zur Laufzeitverlängerung zu erbringen.

Ist sich der Betreiber seiner Situation bewusst und handelt frühzeitig, steht ihm nur die Prüfung zum Weiterbetrieb im Weg. Gerade ältere WEA, die aufgrund hoher Sicherheitsfaktoren entwickelt und errichtet wurden,

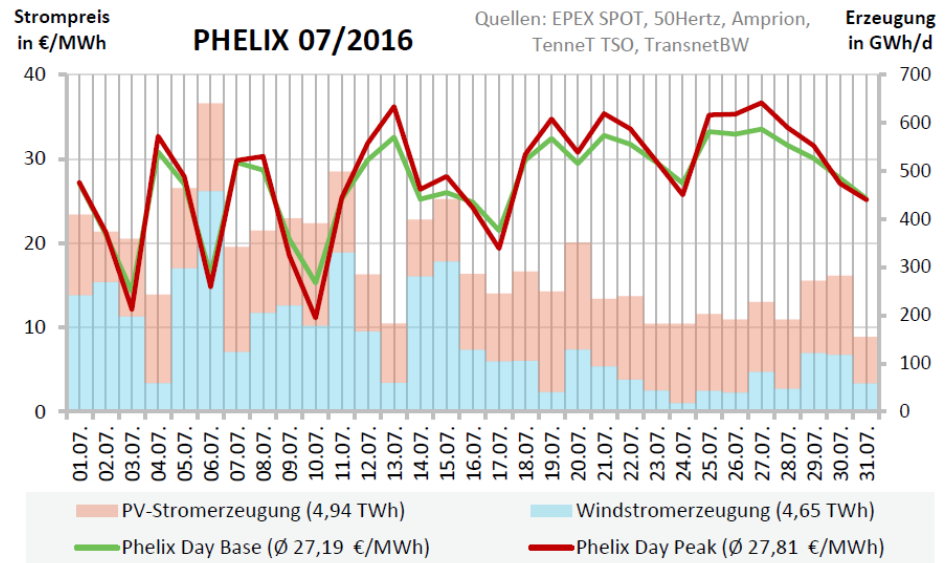
Strompreisrückblick

haben gute Chancen, weiterbetrieben zu werden. Es bleibt jedoch die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebes unter Berücksichtigung der Kosten für die Prüfung und gegebenenfalls die sich daraus ergebenden Maßnahmen zu bewerten.

Strompreisrückblick Juli 2016

Mit einer Durchschnittstemperatur von 18,6 °C (Quelle: statista.com) hat der Monat Juli nochmal um 1,6 °C gegenüber Juni zugelegt. Mit einer gesamten Einspeisung von 4,94 TWh Strom aus PV, liegt dieser Wert über 4% höher als der Vormonatswert (4,77 TWh) und rund 3% über dem Vorjahreswert. Im Schnitt wurden 159 GWh pro Tag eingespeist. Das entspricht exakt dem Durchschnittswert des Vormonats. Der beste Tag für die PV-Stromeinspeisung im Juli 2016 war mit 222 GWh der 20.07. Dem gegenüber steht der schlechteste Tag mit 97 GWh am 31.07.

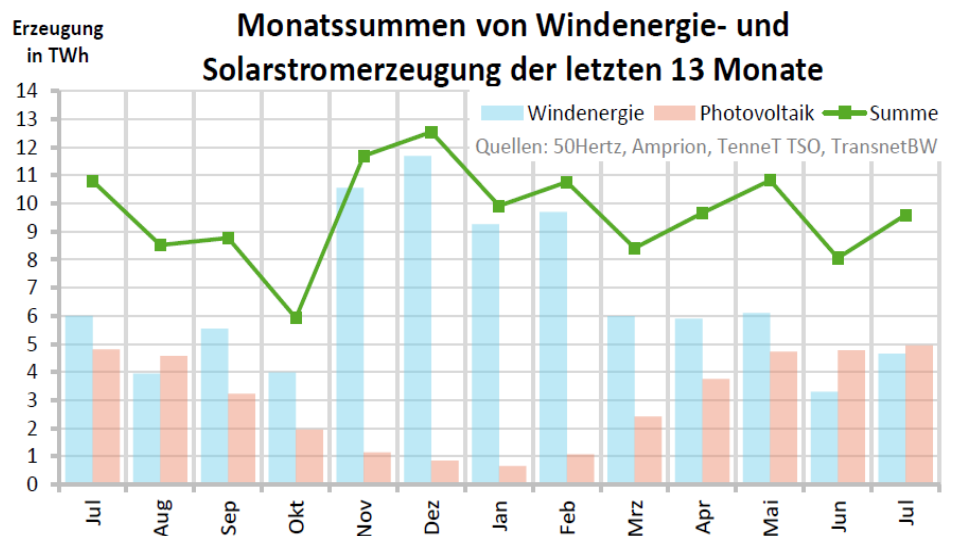
Die warmen Monate im Jahr bringen kein üppiges Windaufkommen mit sich und so blieb die Einspeisung an Strom aus Windenergie weiterhin verhältnismäßig gering. Mit 4,65 TWh liegt der Wert 6% unter dem Wert der PV-Einspeisung. Gerade einmal in einem Drittel des Monats wurde mehr Strom aus Windenergie als aus PV-Energie eingespeist. Der Tagesdurchschnittswert lag bei 150 GWh. Der Höchstwert wurde mit 458 GWh am 06.07. erreicht. Der niedrigste Wert wurde mit 18 GWh am 24.07. verzeichnet. Insgesamt wurden 9,59 TWh



elektrischer Strom aus PV- und Windenergie eingespeist. Damit liegt der Wert rund 19% über dem Vormonatswert, aber ca. 11% unter dem Vorjahreswert.

Der durchschnittliche Strompreis auf dem Day Ahead Market, der Phelix Day Base, lag bei 27,19 €/MWh und damit wieder um 0,50 €/MWh unter dem Wert vom Vormonat (27,69 €/MWh). Der durchschnittliche Phelix Day Peak lag bei 27,81 €/MWh. Auch hier ist ein Rückgang des Wertes

um 1,56 €/MWh gegenüber dem Vormonatswert zu verzeichnen. Immerhin ist der Wert des Base-Peak-Spread mit 0,62 €/MWh weiterhin positiv, auch wenn er um 1,05 €/MWh gegenüber dem Vormonat gefallen ist. Etwas stärkere Schwankungen des Day Base und Day Peak waren vor allem in der ersten Monatshälfte zu beobachten. Ursache war u.a. die Schwankungen der Stromeinspeisung. In der zweiten Monatshälfte ist die Stromeinspeisung etwas geringer aber



dafür konstant und somit gab es weniger Schwankungen auf der Strombörse. Der Tageshöchstwert des Day Base lag bei 33,52 €/MWh, der Tagestiefstwert bei 14,24 €/MWh. Dem gegenüber lag der Tageshöchstwert des Day Peak bei 36,65 €/MWh und der Tagestiefstwert bei 11,11 €/MWh.

GASAG erwirbt ersten Windpark

Projekt in Brandenburg als erster Schritt ins Onshore-Geschäft

Der Berliner Energieversorger GASAG hat im Süden der Bundeshauptstadt einen Windpark mit drei WEA übernommen. Die Maschinen vom Typ GE 2,5 – 120 verfügen über eine Nennleistung von insgesamt 7,5 MW und wurden vom Projektentwickler Energiequelle GmbH schlüsselfertig errichtet. Die Anlagen im brandenburgischen Wahlsdorf, einem Ortsteil der Stadt Dahme/Mark im Landkreis Teltow-Fläming, sollen nach Aussage der GASAG-Vorstandsvorsitzenden Vera Gäde-Butzlaff nur den ersten Schritt in das Wind-Onshore-Geschäft darstellen; geplant ist auch ein Einstieg in die Projektentwicklung. Der neue Windpark soll für die GASAG jährlich 21,5 Millionen kWh erzeugen, die das bisherige Ökostromportfolio von 20 Millionen kWh aus mehreren Biogas-Blockheizkraftwerken und einer Photovoltaik-Anlage ergänzen. Insgesamt setzte die GASAG 2015 in Berlin rund 330 Millionen kWh an Strom ab.



Trianel Erneuerbare Energien übernimmt hessischen Windpark

Stadtwerke-Gesellschaft baut Anteil an Onshore-Windkraft aus

Die Trianel Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG (TEE) hat mit der Übernahme des Windparks Buchenau im osthessischen Landkreis Fulda (Gemeinde Eiterfeld) den dritten Windpark innerhalb kurzer Zeit erworben, nachdem man zuvor bereits Projekte in Rheinland-Pfalz und Bayern übernehmen konnte. Das neueste Projekt im Portfolio umfasst fünf Anlagen vom Typ Vestas V126-3,45 MW mit einer Gesamthöhe von 200 Metern und einer Gesamtleistung von 17,25 MW. Der Windpark soll nach seiner Fertigstellung im Herbst 2016 Ertragsprognosen zufolge jährlich rund 46 Millionen kWh Ökostrom erzeugen. An der TEE sind rund 40 Stadtwerke und regionale Energieversorger aus Deutschland sowie die Trianel GmbH beteiligt. Gemeinsam investieren die Parteien rund eine halbe Milliarde € in den Ausbau Erneuerbarer Energien. Das bun-

desweite Portfolio umfasst dabei derzeit über 60 MW, verteilt auf 20 MW aus PV-Freiflächenanlagen in Brandenburg sowie 41,25 MW aus den genannten Onshore-Windparks. Angestrebt wird eine Erweiterung des Portfolios auf mindestens 275 MW bis 2018.

OSTWIND eröffnet Wald-Windpark in Bayern

Projekt wird von 270 Anlegern aus ganz Deutschland finanziert

Die OSTWIND AG hat Ende Juli im Lindenharter Forst im Landkreis Bayreuth den Windpark Rotmainquelle eröffnet. Die fünf Anlagen vom Typ Enercon E115 sind Teil eines von OSTWIND geschaffenen Wind-Clusters, das aus sechs Projekten im Süden des Landkreises Bayreuths besteht und insgesamt 19 WEA mit 58,5 MW Nennleistung beinhaltet. Die Besonderheit der Projekte liegt im Finanzierungsmodell, das auf die finanzielle Teilhabe von Bürgern setzt. Am Windpark Rotmainquelle sind etwa 270 Anleger aus 13 Bundesländern beteiligt,

die Mehrheit der Teilhaber stammt aus der Oberpfalz und aus Oberfranken. OSTWIND verfügt bereits über Erfahrungen mit dem Bau von Windparks in waldigem Gelände, nachdem man 2010 bei Hof den ersten Wald-Windpark Bayerns errichtete und seitdem insgesamt 43 WEA mit über 120 MW Nennleistung in bayerischen Wäldern installieren konnte. 37 dieser Anlagen befinden sich, wie auch der neue Windpark Rotmainquelle, auf Flächen der Bayerischen Staatsforsten.

EnBW kauft Connected Wind Services

Übernahme soll Ausbau der Erneuerbaren-Sparte vorantreiben

Die Karlsruher Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) hat den dänischen WEA-Dienstleister Connected Wind Services A/S (CWS) vom bisherigen Mehrheitseigner Polaris Private Equity übernommen. Die Transaktion steht derzeit unter Vorbehalt der Prüfung durch das Bundeskartellamt, die in den nächsten Wochen geplant ist, so dass die Übernahme im vierten Quartal 2016 vollzogen werden soll. CWS gehört mit 190 Mitarbeitern und ca. 1.800 betreuten Windenergieanlagen zu Europas führenden Dienstleistern für Turbineninstandhaltung, zudem führt das Unternehmen Serviceprojekte an WEA durch. Am Firmensitz in Balle (Dänemark) betreibt

CWS eine Werkstatt für die Aufarbeitung von Anlagen-Komponenten. 2015 erzielte das Unternehmen einen Umsatz von rund 35 Millionen €. Die Übernahme ist Teil von EnBW's Bestrebungen, das Geschäftsfeld Erneuerbare Energien auszubauen. Bis 2020 will der Karlsruher Konzern rund 3,5 Milliarden € insbesondere in den Bereich Windenergie investieren, angepeilt ist ein Onshore-Portfolio von 1.000 MW. Die CWS-Transaktion erfolgt vor diesem Hintergrund nicht zuletzt zur Erschließung neuer Kundenpotentiale in Nordeuropa und Deutschland.

Deutlicher Anstieg von Redispatch-Maßnahmen in 2015

Allein in Schleswig-Holstein 3 Milliarden kWh Ökostrom ungenutzt

Der Bedarf an so genannten Redispatch-Maßnahmen lag 2015 im Vergleich zum Vorjahr bedeutend höher: die Anzahl der Eingriffe zur Verlage-

rung der Einspeisemengen von Kraftwerken war mehr als dreimal so hoch wie 2014, die Maßnahmen im Umfang von 16 Milliarden kWh (2014: 5,2 Milliarden kWh) kosteten laut dem Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Bundesnetzagentur ca. 402,5 Millionen €. Im Vorjahr beliefen sich die Kosten noch auf rund 185,4 Millionen €. Ebenfalls deutlich angestiegen sind die Werte beim Einspeisemanagement, dem Abregeln von Erzeugungsanlagen mit entsprechender Entschädigung für den Erzeuger. 2015 wurden 4,7 Milliarden kWh abgeregelt, ein deutlicher Anstieg im Vergleich zum Vorjahreswert von 1,5 Milliarden kWh. Die betroffenen Einspeiser machen Entschädigungsansprüche von 478 Millionen € geltend, womit die Prognose der Bundesnetzagentur um fast 295 Millionen € übertroffen wird.

Die bundesweite Tendenz zu vermehrten Abregelungen spiegelt sich besonders deutlich in Schleswig-Holstein wider, wo im vergangenen Jahr knapp 3 Milliarden kWh Ökostrom aufgrund von Netzengpässen nicht genutzt werden konnten. Dies entspricht ca.



14,5% der gesamten Stromproduktion aus Erneuerbaren im nördlichsten Bundesland Deutschlands, wobei besonders die Windbranche von Abregelungen betroffen war. Die Erzeuger haben Anspruch auf Entschädigungszahlungen in Höhe von ca. 279 Millionen €, ein beinahe dreimal so hoher Betrag wie 2014 (102 Millionen €). Für das laufende Jahr erwarten die Netzbetreiber einen weiteren Anstieg an Abregelungen und damit verbundenen Entschädigungsansprüchen. Die Ursache der steigenden ungenutzten Stromüberschüsse liegt im verzögerten Netzausbau in Norddeutschland. Die Situation soll sich erst 2017 mit der Inbetriebnahme des ersten Abschnitts der „Westküstenleitung“ bei Dithmarschen bessern. Ein Ausbau des Stromnetzes zur besseren Verwertung der erzeugten Erneuerbaren Energie ist für Schleswig-Holstein von großer Bedeutung, nachdem es 2015 erstmals gelang, durch Erzeugung von rund 17,5 Milliarden kWh Ökostrom den Landes-Bruttostromverbrauch von ca. 16 Milliarden kWh deutlich zu übertreffen und damit eine – vorerst nur – bilanzielle Selbstversorgung aus Erneuerbaren zu erreichen.

KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil "Standard", Preisklasse B		
Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,45%	22.07.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,55%	22.07.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 20 Jahre	2,10%	22.07.2016

Landwirtschaftliche Rentenbank, Programme 255 / 256, Ratendarlehen, Preisklasse B		
Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40% / 1,40%	09.08.2016
Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfreie: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40% / 1,40%	09.08.2016
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfreie: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,40% / 1,40%	09.08.2016

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.