



Offshore-Windbranche: Der Gewinner der EEG-Novelle?

Ausbau in der deutschen Nordsee kann weitergehen

Offshore-Windkraftanlagen sind ein wichtiger Faktor beim Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energien. Im Küstenvorfeld der Meere werden zunehmend Windparks errichtet, da diese Standorte sich durch relativ kontinuierliche Windbedingungen und hohe durchschnittliche Windgeschwindigkeiten auszeichnen.

Dort installierte Windkraftanlagen sorgen in der Regel für eine hohe Auslastung von 3500 bis 5000 Vollaststunden – deutlich mehr, als bei Onshore-Anlagen. Aber: Errichtung, Netzanbindung und Betrieb, insbesondere bei großen Küstenentfernungen und hohen Wassertiefen, sind deutlich teurer als bei Windparks an Land. Folglich liegen die Stromgestehungskosten trotz der größeren Erträge deutlich höher als bei Anlagen, die an Land Strom erzeugen.

Kein Wunder also, dass die Offshore-Technologie vielen als Kostentreiber unter den erneuerbaren Energien gilt. Zumal auch der Netzananschluss – der erzeugte Strom muss schließlich „vom Meer an Land“

geleitet und von dort über (noch nicht in ausreichendem Maße ausgebaut) Trassen im ganzen Land „verteilt“ werden – viel problematischer ist, als in den ursprünglichen Planungen prognostiziert.

Waren für die Netzanbindung eines Offshore-Windparks ursprünglich etwa 30 Monate kalkuliert worden, hat die Realität die Planer eines Besseren belehrt: Ganze 60 Monate, also fünf Jahre, braucht es, um die Netzanbindung zu realisieren. Der Bau des Windparks selbst ist dagegen in zwei bis drei Jahren bewerkstelligt. Bau und Netzanbindung müssen also unbedingt besser synchronisiert werden, um die Energieerträge schneller „ernten“ zu können.

Doch trotz aller „Kinderkrankheiten“ und des großen Gegenwinds aus unterschiedlichen Richtungen – von Naturschützern über große Energiekonzerne bis hin zu „konkurrierenden“ Akteuren und Erzeugern anderer alternativer Energieträger: Mit der Novellierung des EEG (Erneuerbare Energien Gesetz) hat die Bundesregierung ein



Ubbo de Witt

deutliches Zeichen zugunsten der Offshore-Technologie gesetzt. So jedenfalls deuten es Energieexperten hierzulande, und auch die Offshore-Lobby selbst sieht sich in ihren Bemühungen bestärkt, die Technologie als tragende Säule des zukünftigen regenerativen Energiemixes zu positionieren.

Die Novelle sieht unter anderem für den Ausbau der Windenergie auf See folgende Rahmenbedingungen vor: Bis zum Jahr 2020 sollen 6,5 Gigawatt und bis 2030 15 Gigawatt installiert werden. Das Inkrafttreten der Regelung hat der Branche in der Tat bereits einen deutlichen Schwung verliehen: Statistiken zeigen, dass die erste Ausbaustufe mit etwa drei Gigawatt bis 2015 mit Hochdruck läuft.

In den ersten sechs Monaten dieses Jahres wurden bereits 30 Offshore-Windenergieanlagen mit insgesamt 108 Megawatt Leistung vor der deutschen Küste ans Netz angeschlossen. Im selben Zeitraum wurden 126 Anlagen mit addierten 542,7 Megawatt neu gebaut und weitere 158 Fundamente errichtet. Somit ist derzeit eine Offshore-Windenergieleistung von rund 3.300 Megawatt im Bau, fertiggestellt oder bereits am Netz. Das ist mehr als die Hälfte der bis 2020 angestrebten Größe von 6.500 Megawatt. Für die Zeit nach 2020 sieht das Energiewirtschaftsgesetz einen weiteren Offshore-Netzausbau von jährlich 800 Megawatt vor. Der Bundesfachplan Offshore des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) gewährleistet die planerische Absicherung zukünftiger Offshore-Windparkplanungen. Deren Anbindungsleitungen werden als Sammelanbindungen von Windpark-Clustern realisiert. Darunter sind Offshore-Windparks zu verstehen, die in einem räumlichen Zusammenhang stehen. In der Nordsee hat das BSH aktuell 13 Windparkcluster identifiziert für die keine potenziellen Zulassungshindernisse bestehen. Die Zukunft der Windenergie auf See scheint somit vorerst gesichert. Doch in welcher Form profitieren die in unserer Region ansässigen Unternehmen der Branche von dieser Entwicklung? Und wie gehen sie das noch nicht gelöste Problem der Speicherung von auf See erzeugtem Strom an? Wir haben dazu Ubbo de Witt, als Mitglied des Vorstands des Oldenburger Energieclusters (OLEC) auch Ressortleiter Windenergie, befragt.

MMN: Profitieren auch die hiesigen Unternehmen der Offshore-Windbranche von der EEG-Novelle? Wenn ja, in welcher Form?

Derzeit ist eine Offshore-Leistung von ca. 50 % der bis 2020 angestrebten Kapazität im Bau, mit dem novellierten EEG ist die Investitionssicherheit zumindest für die zweite Ausbaustufe wieder hergestellt. Abzuwarten bleibt die Umsetzung der weiteren geplanten Netzanschlusskapazitäten im Einklang mit dem langen Vorlauf der für eine stetige Weiterentwicklung notwendigen Ausbauplanung. Hiesige Unternehmen profitieren dann mit ihrem Know-how von der Projekt-Pipeline, vom Gutachter bis zum maritimen Dienstleister, Logistikunternehmen und den Werften.

MMN: Offenbar stehen die vier großen Energieversorger Vattenfall, EnBW, RWE und Eon vor dem großen Einstieg in die Offshore-Technologie. Werden die „kleineren Pioniere“ nun zunehmend ausgebootet?

Wir denken nicht! Offshore werden wir den umgekehrten Entwicklungspfad wie an Land erleben. Onshore waren wir die Pioniere, die

langjährig die Entwicklungsarbeit und den Bau vorangetrieben haben, jetzt werden diese Windparks auch für die Energieversorger immer attraktiver. Diese Pionierarbeit haben wir offshore in der Entwicklung der Genehmigungen und der Bebaubarkeit der Nord- und Ostsee geleistet, die „vier Großen“ riskieren jetzt den Bau und leisten hier Pionierarbeit. Nicht vergessen dürfen wir, dass offshore ohne eine bestehende Infrastruktur aus dem Öl- und Gasgeschäft nahezu kein Firmen-Know-how in Deutschland vorhanden war. Jetzt kündigen die Lieferanten bis 2020 massive Kostenreduktionspotenziale an, bis zu 40 % auf weniger als 10 Cent / kWh, umzusetzen. Dann werden auch die „kleineren Pioniere“ den Weg weiter gehen können, bis zur Realisierung und dem Betrieb.

MMN: Gelingt die bessere Synchronisierung von Anlagenbau und Netzanschluss, ist eines der großen Probleme der Offshore-Technologie gelöst. Wie aber wird das Problem der Stromspeicherung angegangen? Gibt es in unserer Region Pläne und Projekte, die sich mit der „Power to Gas“-Idee befassen?

Im Erdgasnetz kann der Gasverbrauch von bis zu drei Monaten gespeichert werden. Die Grundlagen für diese Technik hat das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) entwickelt. In Werlte hat sich ein großer niedersächsischer Automobilkonzern an einem Windpark beteiligt und mit der Errichtung der ersten kommerziellen Power-to-Gas-Anlage mit einer Anschlussleistung von sechs Megawatt ein erstes Zeichen gesetzt. Vielversprechend sind aber auch die Erfahrungen aus „Power-to-Heat“-Anwendungen in Dänemark. Damit Überangebote erneuerbarer Energieerzeugung an die Nachfrage und die bestehenden Netze angepasst werden, muss aber auch bedacht werden, dass die öffentliche Diskussion zur Energie-wende sehr stromorientiert geführt wird. Es ist den meisten nicht bewusst, dass der Endenergiebedarf für die Wärmeerzeugung aktuell in Deutschland noch um den Faktor 2,5 höher als der Strombedarf ist. An der skandinavischen Börse „Nordpool“ sind

die

Preisverläufe

auch stark von der Verfügbarkeit von Wind- und Wasserkraft beeinflusst, in den letzten Jahren wird Strom zu Niedrigpreiszzeiten deshalb zunehmend auch mithilfe von Elektroheizern in Wärme umgewandelt. Aus meiner Sicht eine wesentlich effektivere Lösung zur Nutzung möglicher Stromüberschüsse im Szenario einer Erzeugungsstruktur, die von erneuerbaren Energieträgern dominiert wird.

MMN: Wo und wie könnten solche Gasspeicher angelegt bzw. vorhandene Kapazitäten genutzt werden?

Ich befürchte, geht man die ganze Prozesskette durch, bei der am Ende wieder Strom erzeugt wird, reden wir über einen Wirkungsgrad von ca. 36 %, und es gibt keine Serienproduktion von Elektrolyseuren im Megawatt-Bereich, erübrigen sich solche Überlegungen. ▲