

# Stürmische See

Lange wurden aufgrund fehlender Erfahrung die **Kosten und Risiken der Windkraft auf dem Meer unterschätzt**. Wie teuer ein Offshore-Windpark kommt, hängt davon ab, wie gut Planer und Betreiber vorbereitet sind. Die Lernkurve kann nur steigen.

**Erfahrungen sammeln:** Bard-Monteure auf dem Heimweg vom Offshore-Park.

Text: Nicole Weinhold

Monatelange Verzögerungen wegen zu kleiner Schiffe, schiefe Fundamente und defekte Getriebe. So lautet die Bilanz des ersten deutschen Testwindparks im Meer, Alpha Ventus. Dass diese Pannenserie kein Ausrutscher war, sondern derzeit eher die Regel ist, bestätigt Frank Mastiaux. „In unseren ersten Offshore-Projekten sind inzwischen alle Getriebe einmal gewechselt worden“, sagt der Geschäftsführer von Eon Climate and Renewables. 12 000 Touren seien erforderlich gewesen für alle Reparaturarbeiten im britischen Scroby Sands. „Wegen zu kleiner Schiffe konnten wir im Meerespark Robin Rigg nur eine Anlage pro Monat aufbauen. Zeitweise waren, Errichtung und Service zusammen genommen, 52 Schiffe vor Ort“, so Mastiaux.

Das sind kostspielige Lektionen. Was hat man gelernt? Vor allem, dass Offshore nicht dasselbe ist wie Onshore-Windkraft mit etwas Wasser drum herum und auch keine Offshore-Ölförderung nur mit Wind statt Öl. Tatsächlich haben wir es mit einer komplett neuen Technologie zu tun – mit jeder Menge Tücken und Risiken. Planer und Betreiber könnten inzwischen stundenlange Vorträge darüber halten, was bei ihnen so alles schief gegangen ist.

### Aus Fehlern lernen

Zu den „Lessons learnt“ zählt, dass Kosten und Risiken in der Meereswindkraft unterschätzt worden sind. 1997 prognostizierte BTM Consult für größere dänische Offshore-Windparks wie Horns Rev und Rødsand die Investitionssumme noch auf rund 1,7 Millionen Dollar pro Megawatt (MW). 2007 hat die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft KPMG die erste Studie zur Offshore-Windkraft veröffentlicht, jetzt folgte die zweite. Vor drei Jahren sprach KPMG von Kosten in Höhe von 2,5 Millionen Euro, heute werden 3,3 bis 3,8 Millionen Euro pro MW veranschlagt. Begründet wird der Anstieg mit Erfahrungen und Erkenntnissen aus ersten Projekten, die nun vorliegen. Sprich: Man hat sich ziemlich verkalkuliert.

Das kommt gelegentlich vor. Gerade hat die amerikanische Maryland University eine Studie zum Kostensenkungspotenzial durch Schwimmfundamente veröffentlicht. Inwiefern mit dieser Technik tatsächlich einmal Strom günstiger erzeugt werden

„  
**Der Turbinenpreis wird  
 in die Höhe getrieben,  
 weil keine richtige  
 Konkurrenz im Markt  
 existiert.“**

Achim Berge, WPD

kann als mit der herkömmlichen Fundamentierung sei dahin gestellt. Noch steht die Technologie ganz am Anfang. Interessant sind derweil die Kostenszenarien, die die Forscher entwickelt haben. Sie decken sich mit den 13 Jahren alten Annahmen von BTM Consult: 1,7 Millionen Dollar pro MW. Das ist ambitioniert. Schon bei der Windkraft an Land in Deutschland wird mit Investitionssummen von 1,3 bis 1,5 Millionen Euro pro MW gerechnet. Sobald die Staaten ihre ersten Meereswindparks bauen, kann die Universität ihre Zahlen an die Realität anpassen. Voraussichtlich mit dem endlich genehmigten, aber noch nicht voll finanzierten Cape Wind direkt vor der Küste von Massachusetts beginnend.

Vorerst lassen sich Windturbinen-Hersteller und Planer bezüglich der tatsächlich entstandenen Kosten nur sehr ungern in die Karten schauen. Sie seien aufgrund der jeweiligen Standortsituation extrem unterschiedlich und dadurch nicht repräsentativ, heißt es. Laut einer Studie von Carbon Trust zum Kostensenkungspotenzial auf dem Meer hängen die Hauptkosten an Produktion, Transport und Montage der Gründungsstruktur (neue energie 8/2010).

Wie viele Abwägungen mit jedem einzelnen Bauteil und Montageabschnitt verbunden sind, ist für den Laien kaum nachvoll-

ziehbar. Selbst bei einer vermeintlich simplen Fundamentierung mit einem Stahlrohr lässt sich viel falsch machen. „Wir dachten zunächst, dass es zu teuer ist, wenn wir unterschiedliche Monopiles für die Turbinen im Ostseewindpark Baltic 1 einsetzen“, sagt Achim Berge, Geschäftsführer der Offshore-Sparte der WPD AG. Anfangs sei es üblich gewesen, für alle Turbinen die gleichen Fundamente einzusetzen, die entsprechend dem problematischsten Standort innerhalb eines Worst-Case-Szenarios ausgelegt waren. „Das verhaut einem aber die Wirtschaftlichkeit“, so Berge. Stattdessen habe man je nach Bodenbeschaffenheit unterschiedlich dimensionierte Rohre in den Grund gerammt. Bei Baltic 1 mit seinen 21 Siemens-Turbinen war das die günstigste Lösung. Für ein Großprojekt sehe das anders aus, weil die Serienproduktion die Kosten senke. Welches die günstigste Variante ist, hängt also von vielen Aspekten ab, vom Stahlpreis bis zur Bodenbeschaffenheit.

### Kosten sparen

Erfahrungen sind derzeit Mangelware und entsprechend viel wert in der Offshore-Industrie. „Der Turbinenpreis wird zum Beispiel in die Höhe getrieben, weil keine richtige Konkurrenz im Markt existiert“, so Berge. Ein etablierter Anbietermarkt wie die Automobilindustrie habe viele Player, die vergleichbare Produkte zu ähnlichen Preisen offerieren. Auf dem Meer fehlt dieser Wettbewerb noch. „Siemens als Marktführer macht dank dieser Situation gute Gewinne“, stellt Berge fest. Hinzu komme die Serienfertigung, durch welche die Produktionskosten sinken. Kaum ein anderer Offshore-Hersteller neben den Deutschen-Dänen stellt seine Meeresanlagen derzeit in Großserie her.

Die Masse macht's – auch bei der Logistik. Rouven Krüger, Offshore-Projektmanager bei Vestas in Hamburg, erklärt, für einen Hersteller sei es zum Beispiel von Vorteil, zwei Projekte zeitnah umzusetzen, weil man bei frühzeitigem Abschluss des einen das Schiff gleich weiter in den anderen

Park schicken könne. Überhaupt steckt in der Logistik noch reichlich Potenzial, Kosten zu senken. „Wenn es zum Beispiel zu Verzögerungen in der Lieferkette kommt, hat man Stillstand und das Schiff fährt wieder weg, weil es woanders gebucht ist. Man besorgt ein anderes, das viel teurer ist; solche Dinge treiben die Kosten in die Höhe“, so Achim Berge. Dabei spielt es eine wichtige Rolle, bei wem das Risiko liegt. Gibt es ein Generalunternehmen, das die Gesamtverantwortung trägt? Oder ist das Risiko auf viele beteiligte Firmen verteilt? „Wenn man alles selbst erledigt und das Risiko trägt, ist es billiger. Macht man allerdings

Stattdessen muss der Projektierer für ausreichend Puffer in seinem Zeitmanagement sorgen. Die Versicherer fahren regelmäßig zu den Baustellen auf hoher See hinaus, um sich vor Ort ein Bild zu machen.

Genauso wie der Meerespark im Verbund versichert wird, übernimmt auch eine Gruppe von Banken gemeinsam die Finanzierung. Sie haben ihre Sachverständigen sogar ständig vor Ort, um die Qualität der Arbeit vor Ort zu überprüfen.

So viel zu den ersten Schritten einer heranwachsenden Branche. Dass sie überhaupt so weit gekommen ist, verdankt sie der Politik. „Die Offshore-Entwicklung springt endlich an. Dafür war aber Alpha Ventus nötig, damit Firmen Gelegenheit hatten auszuprobieren, wie Offshore-Anlagen funktionieren“, erklärt Kai Schlegelmilch in Anspielung auf die Unterstützung des Testwindparks durch die Bundesre-

gierung in der Windbranche, aber es reicht nicht aus. Einen Marktschub hatte man sich bereits vor drei Jahren erhofft als die Vergütung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 9,5 auf 13 Cent pro Kilowattstunde angehoben wurde. Hinzu kam ein Bonus von zwei Cent für die ersten Projekte bis zum Jahr 2015, der so genannte Sprinterbonus.

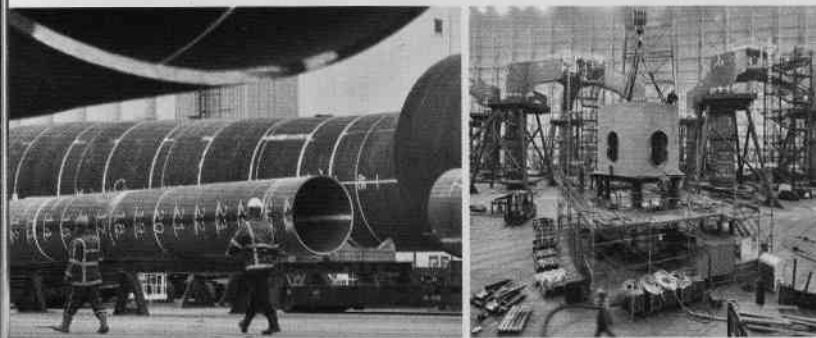
Drei Forderungen werden nun für die anstehende EEG-Novelle einhellig erhoben: eine unbefristete Verlängerung der Sprinterprämie, eine Verschiebung der Degression auf das Jahr 2018 und die Einführung des so genannten Stauchungsmodells – so steht es im aktuellen Positionspapier des Bundesverbands WindEnergie.

Zumindest mit letzterem kann sich die Bundesregierung anfreunden. Im Energiekonzept wird der Auftrag erteilt, mögliche „kostenneutrale Optionen“ zu finden, um die Investitionen zu erleichtern. Argumente hierfür liefert nicht zuletzt KPMG in seiner neuen Offshore-Studie. „Auf Basis des aktuellen EEG ist keine attraktive Rendite für Offshore-Windparks in Deutschland erzielbar“, heißt es da. Annette Schmidt, Direktorin Corporate Finance, rechnet vor: Bei einer Finanzierung auf Basis von 100 Prozent Eigenkapital – dem üblichen Modell für kapitalkräftige Investoren wie Energieversorger – erreiche man eine Rendite von 7,1 Prozent nach Steuern. „Das ist nicht attraktiv“, resümiert sie. Mit Photovoltaik ließe sich, bei deutlich geringeren Risiken, mehr verdienen.

### Hoffnung auf EEG-Stauchung

Als Problemlösung stellt KPMG eine in der Laufzeit verkürzte und dafür höhere Vergütung vor. Optimal, so die Kalkulationen, wären rund acht bis zehn Jahre. In diesem Zeitraum würden dann auch Kredite zurückbezahlt, was den Kreis der potenziellen Darlehensgeber deutlich erweitert. Und die Betreiber kämen auf eine Rendite von zwölf Prozent.

Das Bundesumweltministerium findet offensichtlich Gefallen an diesen Vorschlägen. „So kann der Zeitraum für die ersten zwölf Jahre des hohen Vergütungssatzes sowie der Verlängerung je nach Küstenentfernung und Wassertiefe deutlich verkürzt werden. Die Grundvergütung von 3,5 Cent pro Kilowattstunde soll dagegen bleiben“,



**Einsparpotenzial:** Offshore-Fundamente verursachen die größten Kosten.

einen Fehler, kann es teuer werden“, erklärt der WPD-Mann.

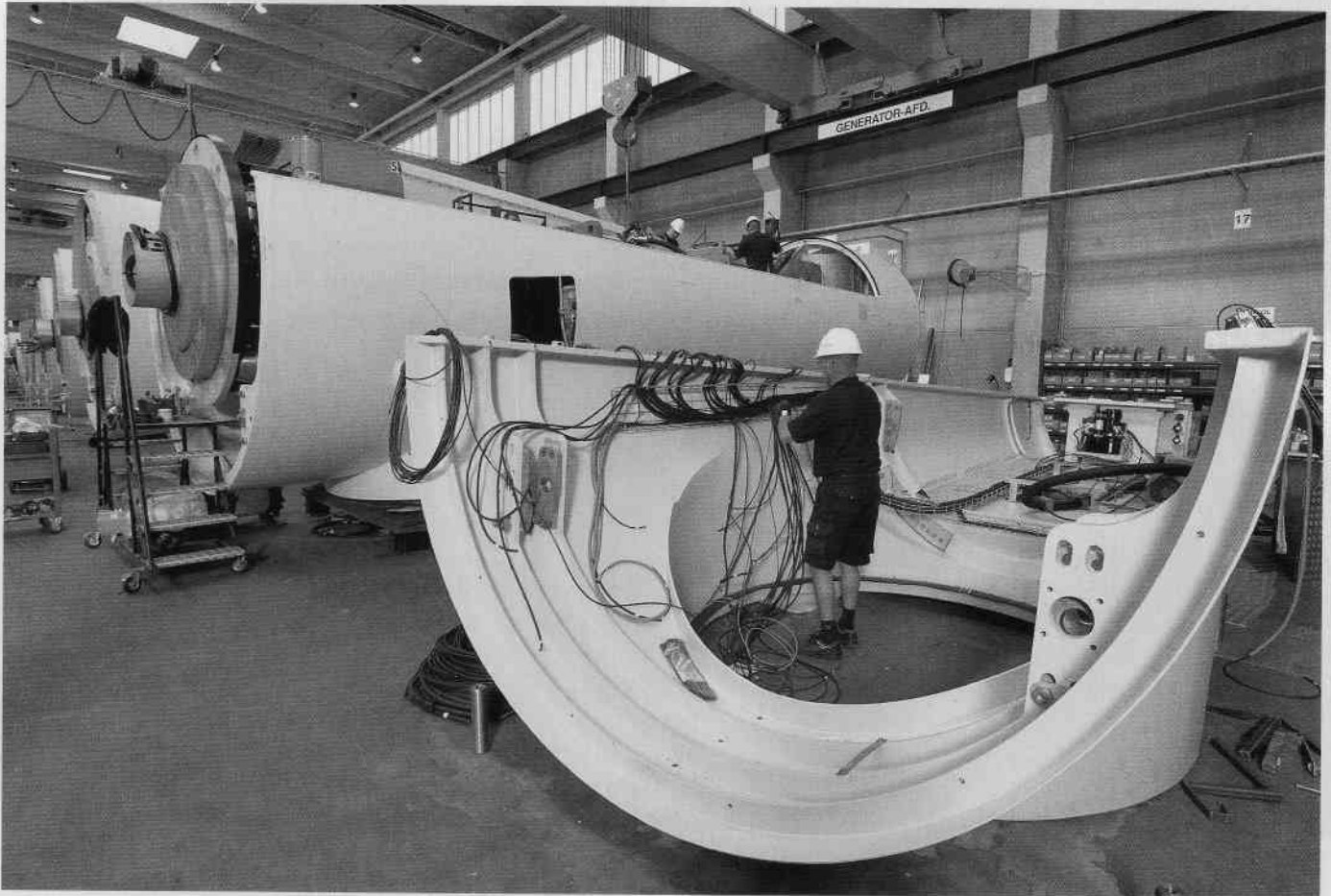
Beim Thema Risiken stellt sich auch die Frage nach der Versicherbarkeit. Die Versicherer selbst wollen das Risiko für sich ebenfalls möglichst klein halten. Deshalb wird ein Park mit einer Investitionssumme von über eine Milliarde Euro von einem Konsortium aus mehreren Anbietern versichert. Diese schließen ihrerseits spezielle Rückversicherungen ab. „Die Risikopotenziale sind bei der Offshore-Windkraft erheblich“, erklärt Werner Heese von der Allianz. Sein Unternehmen hat sich als eines der ersten an den deutschen Offshore-Markt herangewagt. Entsprechend sorgfältig werden die Verträge ausgearbeitet. „Dort berücksichtigen wir die individuellen Risikoverhältnisse wie zum Beispiel die örtlichen Umwelbedingungen.“ Das heißt, die Versicherungen prüfen, ob die Zeitfenster für die einzelnen Arbeitsschritte angemessen kalkuliert sind. Wetterbedingte Verzögerungen im Projekt- ablauf sind nämlich nicht versicherbar.

gierung unter anderem mit 30 Millionen Euro. Hinzu kommen noch einmal 50 Millionen für das begleitenden Forschungsprojekt Rave.

Kürzlich hat die Regierung zudem ein Kreditprogramm über fünf Milliarden Euro beschlossen (neue energie 10/2010). Schlegelmilch, stellvertretender Leiter des Windenergie-Referats im Bundesumweltministerium, begründet: „Wir stellen eine Teilfinanzierung für die ersten zehn Offshore-Windparks bereit, um auf diese Weise in den nächsten Jahren Erfahrungen zu sammeln.“ Dann könnten die Banken besser kalkulieren und wären eher bereit, in die Finanzierung von Projekten einzusteigen. „Mit dem Auslösen der Investitionen für diese Offshore-Windparks werden wir auch eine Marktentwicklung sehen, insbesondere den Aufbau der notwendigen Produktionskapazitäten und der Hafen- und Installationsinfrastruktur“, so seine Hoffnung.

Das Kreditprogramm der Regierung ist gut, so die übereinstimmende Einschät-





**Serienfertigung:** Siemens hat inzwischen die meisten Turbinen im Wasser und damit die größten Erfahrungen.

kommentiert Schlegelmilch. Mit einem befristeten Stauchungsmodell sollte der Markt irgendwann von alleine laufen. Das Umweltministerium wird das Modell in den EEG-Erfahrungsbericht einbringen, der im Mai 2011 im Kabinett verabschiedet wird.

Das Modell stößt allerorts auf Gegenliebe, weil die Vergütungssumme nicht automatisch angehoben werden muss, damit die Renditen steigen. Was nicht unbedingt erwähnt wird: Nach Auslaufen der hohen EEG-Vergütung können Betreiber in die Direktvermarktung einsteigen. Und so vermutlich deutlich mehr einnehmen als die 3,5 Cent Grundvergütung.

„Im Jahr 2000 wurde im EEG das Ziel von 25 000 MW Offshore-Windleistung bis zum Jahr 2025 verankert“, erklärt Hermann Albers. Der BWE-Präsident holt aus: „Grundlage dafür war die damalige Prognose, dass Offshore ab 2011 nur noch 5,5 Cent kostet.“ Von einem günstigeren

Tarif auf dem Meer als an Land ist man in den kommenden Jahren aber weit entfernt. „Ich finde es interessant, dass das ursprüngliche Ausbauziel im Wesentlichen beibehalten wurde, obwohl die Vergütung von 9,1 auf 15 Cent inklusive Sprinterbonus und Übernahme der Netzausbaukosten durch

”  
**In unseren ersten Offshore-Projekten sind alle Getriebe einmal gewechselt worden.“**

Frank Mastiaux, Eon

den Netzbetreiber angehoben wurde“, so Albers. Er resümiert: Rechnet man das Stauchungsmodell dazu, haben wir gegenüber Großbritannien kaum Nachteile. Tatsächlich bestand in Deutschland die Sorge, dass die Briten mit mehr als 18 Cent pro Kilowattstunde Offshore-Strom Hersteller und Planer langfristig auf die Insel locken (neue energie 5/2010).

Frank Mastiaux will von solchen Überlegungen nichts wissen: „Da wird zu viel politisiert.“ Für den Offshore-Park Amrumbank wolle Eon 2012 die abschließende Investmententscheidung treffen und im Jahr darauf mit dem Bau beginnen. Bei Energie Baden-Württemberg rechnet man dagegen ganz offen vor, dass sich nach 2014 kein Projekt mehr rechnet – falls es nicht zu Nachbesserungen kommt.

Bleibt die Frage nach den Kostensenkungspotenzialen auf dem Meer. An Land ließen sich die Ausgaben halbieren. Die Offshore-Industrie nutzt die Lernkurve von Onshore. Carbon Trust arbeitet derzeit zusammen mit der Offshore-Industrie an neuen Design-Konzepten, um die Kosten zu senken. Allein bei den Fundamenten, die bis zu 45 Prozent der Gesamtkosten ausmachen, ließen sich laut Phil de Villiers von Carbon Trust bis zu 30 Prozent einsparen. ◀