



GEGEN DEN WIND GESTEMMT

Die ersten deutschen Offshore-Parks sind inzwischen im Bau – trotz technischer, politischer und wirtschaftlicher Probleme könnte die Vision von Großkraftwerken auf hoher See nun endlich Wirklichkeit werden.

VON NIELS BOEING

Die Uhr tickt: Im Monatsrhythmus veröffentlichten Forscher inzwischen Erkenntnisse, nach denen der Klimawandel schneller in Gang kommt als gedacht. Gleichzeitig erreichen uns Hiobsbotschaften, dass die internationale Staatengemeinschaft ihre ehrgeizigen Pläne zur Reduktion von Treibhausgasen verfehlt. Es gibt nichts mehr zu beschönigen. Die Wende hin zu sauberen erneuerbaren Energien muss jetzt kommen. Sie könnte gelingen, wenn die Erfolgsstory der Windenergie an Land nun auf hoher See fortgesetzt wird – und Offshore-Anlagen in der Nordsee bis 2030 rund 40 Kohlekraftwerke ersetzen und 70 Millionen Haushalte umweltfreundlich mit Strom versorgen.

Zwar haben sich die anfänglichen Prognosen zum Boom der Offshore-Windkraft als ein wenig zu optimistisch herausgestellt. So schätzte Greenpeace noch vor fünf Jahren, dass es möglich wäre, bis 2010 allein in deutschen Gewässern Windparks mit 3000 Megawatt Leistung zu errichten, so viel wie drei kleinere Atomkraftwerke liefern. Tatsächlich befindet sich der erste deutsche Offshore-Windpark „alpha ventus“, das 60-Megawatt-Testprojekt eines Konsortiums, an dem unter anderem die Energieversorger Vattenfall und E.ON beteiligt sind, gerade erst im Bau. Doch die Branche hat in den vergangenen Jahren aus den ersten Fehlern viel gelernt, sodass die Offshore-Vision nun bald Realität werden könnte.

„Offshore ist mit Windkraft an Land in keiner Weise zu vergleichen“, beschreibt Steffen Schleicher, Projektleiter Offshore von der Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen, die wichtigste Erkenntnis. Denn im Prinzip handelt es sich hier um eine ganz neue Technologie – und nicht einfach nur um die Installation von Windrädern in einer anderen Umgebung. „Auf einer Kompliziertheitskala von 1 bis 10 ist Offshore 9,5“, sagt Christian Schnibbe vom Bremerhavener Windenergie-Projektentwickler wpd. Doch die deutsche Offshore-Industrie werde diese „Herausforderung annehmen und lösen“, fügt er hinzu.

Herausforderung 1: die Technik

Auf dem Meer kommen einige technische Herausforderungen zusammen, die alle Beteiligten anfangs unterschätzt haben. Das fängt bei den Turbinen an: Als der dänische Energieversorger Elsam (inzwischen von Dong Energy aufgekauft) 2002 den ersten wirklich großen Offshore-Windpark Horns Rev mit 80 Zwei-Megawatt-Anlagen nördlich von Sylt errichtete, folgte die Ernüchterung schon bald. Die Turbinen hielten den rauen Bedingungen auf See nicht stand. Die Getriebe liefen bei den hohen Windgeschwindigkeiten nicht einwandfrei, und wegen der salzhaltigen, feuchten Luft kam es immer wieder zu Kurzschlüssen, sodass alle Generatoren ausgetauscht werden mussten. Für den dänischen Hersteller Vestas ein Schaden von 40 Millionen Euro. „Wir haben da viel Lehrgeld gezahlt“, sagt Vestas-Manager Allan Jespersen.

Inzwischen werden die Gondeln von Offshore-Windrädern so konstruiert, dass die See-
luft aus dem Inneren weitestgehend ferngehal-

ten wird. Man arbeite jetzt mit zwei Luftkreisläufen, zwischen denen die Abwärme der Maschinen über einen Wärmetauscher nach außen gelangt, erklärt Jens Gößwein, Produktmanager bei Repower, eine wesentliche Änderung. Der Hamburger Windradhersteller hat bei seinen großen Offshore-Modellen, die fünf und sechs Megawatt Leistung bringen, auch andere Teile weiterentwickelt. Für eine höhere Belastbarkeit werden die riesigen Rotorwellen nicht mehr geschmiedet, sondern gegossen. Die Neigung des Antriebsstrangs wurde um zwei Grad angehoben, sodass mehr Abstand zwischen Rotorblättern und Mast liegt. „Dann kann man die Anlagen auch mit größeren Rotorblättern sicher betreiben“, sagt Gößwein. Denn je länger die werden – bei den neuen Modellen sind es stolze 61,5 Meter –, desto biegsamer werden sie. Sechs Repower-Anlagen des Modells 5M werden im Testfeld alpha ventus errichtet.

Um die gewaltigen Anlagen – mit den enormen Stahlfundamenten rund 150 Meter hoch – aufs Meer zu bekommen, braucht man starke Kräne und schwimmende Hubinseln, die sich an der Baustelle mit Stelzen auf dem Meeresgrund abstützen können. Erst recht, wenn man sie wie Bard Engineering, das den Windpark Bard Offshore 1 in der Nordsee baut, komplett an Land zusammensetzt. Denn die Offshore-Pläne in der deutschen Nordsee müssen ein Problem meistern, das andere EU-Länder nicht haben: Wegen des Nationalparks Wattenmeer und auch, weil die Nordseeinseln ihren Touristen einen unverstellten Blick aufs Meer erhalten wollen, darf nur weit draußen gebaut werden. Alpha ventus liegt etwa 45 Kilometer nördlich von Borkum, Bard Offshore 1 gar 100 Kilometer vom Festland entfernt.

Für den Transport lässt Bard Engineering in einer litauischen Werft deshalb eigens eine 100 Meter lange schwimmende Spezialplattform herstellen, samt Kran für Gewichte bis zu 500 Tonnen – so viel wiegen allein die Gondeln der Anlagen. Auch der Baukonzern Hochtief entwickelt mit dem russischen Hersteller Beluga eine neue Hubinsel für die kommenden Offshore-Bauten, die größer sind als die heute existierenden.

Bislang griffen die Projektbetreiber auf Schiffe und Kräne aus der Offshore-Ölindustrie zurück. Mit zwei Problemen: Zum einen boomte wegen des anziehenden Ölpreises in den vergange-



Meister der Energieernte auf dem Meer: Dänemark ist bei Offshore-Anlagen in Europa führend. Der Windpark „Horns Rev“ wurde 2002 vor der dänischen Südwestküste errichtet und hat eine Leistung von 160 Megawatt.



Verwandlung auf See: Um die Übertragungsverluste beim Transport durch die Kabel klein zu halten, wird der windgenerierte Wechselstrom aus dem Alpha-ventus-Park in meeresbasierten Umspannwerken in Gleichstrom transformiert.

im Dezember 2006 verabschiedete Gesetz mit dem zungenbrecherischen Namen „Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz“ wies die Verantwortung dann den Netzbetreibern zu: E.on Netz für die Nordsee und Vattenfall Transmission für die Ostsee. „Seitdem ist außer Gerede wenig geschehen, und manche konstatieren bereits resigniert, mit der Übertragung der Verantwortung auf die Netzbetreiber habe man den Bock zum Gärtner gemacht“, wettete Kuhbier auf der Konferenz.

Die Situation hat etwas von einem Henne-Ei-Problem. E.on Netz etwa will verschiedene Kriterien erfüllt sehen, bevor es mit dem Bau beginnt, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Eines davon nennt sich „financial closure“: Die Windparkbetreiber müssen unter anderem nachweisen, dass ihre Finanzierung steht. Die aber hängt nicht selten von der Netzanbindung ab – die E.on innerhalb weniger Monate errichtet, wenn die Entscheidung erst einmal gefallen ist. In der Branche wird nun der Ruf laut, die Bundesnetzagentur solle das Problem aus der Welt schaffen.

So entpuppt sich die deutsche Energieversorgungsstruktur mit wenigen Netzbetreibern als Standortnachteil. „Dänemark ist da am weitesten“, sagt Klaus Övermöhle, der seit Jahren als Windkraft-Berater tätig ist, „die haben einige Jahre Vorlauf und gehen Offshore ganz systematisch an.“ Bereits 1991 wurde der erste Pilotpark mit knapp fünf Megawatt gebaut. Vor vier Jahren kaufte der Staat dann das Stromnetz von den Energiebetreibern zurück, gründete eine eigene Netzgesellschaft und konnte so den Ausbau der Windenergie besser planen. Hinzu kommt, dass die Dänen ihre Windparks „near-shore“ bauen können, was den logistischen und damit auch finanziellen Aufwand reduziert.

Ist der Offshore-Strom an Land, wartet weitere Arbeit. Mehr als 3000 Megawatt ließen sich derzeit nicht in das deutsche Stromnetz einspeisen, sagt Steffen Schleicher von der Windenergie-Agentur. Zwar wird es noch eine Weile dauern, bis eine solche Leistung installiert ist. Aber die ehrgeizigen Pläne der Bundesregierung sehen bis 2020 einen Offshore-Ausbau auf 25 000 Megawatt vor – ein Viertel mehr, als der deutsche Kernkraftwerkspark liefern kann. In jedem Fall, so Schleicher, müssten die Netzkapazitäten unbedingt erhöht, Lücken geschlossen und neue Leitungen gebaut werden. „Unsere wichtigste Aufgabe ist, den Offshore-Strom nach Süden in die Ballungsräume zu bringen.“ Die Zwischenspeicherung von überschüssiger Windenergie hingegen werde angesichts des derzeitigen Entwicklungsstandes der Technologien erst in zehn Jahren ein Thema werden.

nen Jahren auch die Ölförderung in der Nordsee. Das führte dazu, dass die zur Verfügung stehenden Schiffe und Kräne knapp und damit teuer waren. Zum anderen eignen sie sich nur bedingt für den Transport der riesigen Bauteile – eine Erfahrung, die das Alpha-ventus-Konsortium im vergangenen Jahr machen musste. Weil der Turbinenhersteller Multibrid, der die sechs anderen Anlagen für das Testfeld liefert, keine eigenen Hubinseln hatte, wurden Transportschiffe gemietet. Der herbstliche Wellengang brachte die allerdings so stark zum Schwanken, dass ein sicherer Aufbau nicht möglich war. Unverrichteter Dinge mussten die Schiffe wieder in den Hafen nach Emden zurückkehren.

Herausforderung 2: das Netz

In der Branche ist man nun zuversichtlich, dass die technischen Startschwierigkeiten des Abenteuers Offshore im Wesentlichen beseitigt sind. Aber die Windräder zum Laufen zu bringen, ist noch nicht alles. Der Strom muss vom Meer auch ins Netz gelangen. Für die weiter entfernten deutschen Offshore-Felder werden eigene Umspannwerke auf hoher See zwischengeschaltet. Die wandeln den von den Windrädern erzeugten Wechselstrom in Gleichstrom um. „Bei der Übertragung von Wechselstrom durch Energieseekabel treten bei größeren Distanzen Verluste auf, die eine wirtschaftliche Energieübertragung ausschließen“, sagt Oliver Spalthoff von den Norddeutschen Seekabelwerken in Nordenham. An Land muss der Gleichstrom zurück in Wechselstrom gewandelt werden, bevor er ins Netz eingespeist wird.

Doch wer baut diese Anbindung – der Windpark- oder der Netzbetreiber? Die rotgrüne Bundesregierung hatte geglaubt, die Frage werde sich von selbst regeln. „Ein folgenschwerer Irrtum, der wesentlich zu den Verzögerungen in der Offshore-Windkraftentwicklung beigetragen hat“, wie Jörg Kuhbier, Vorsitzender des Vorstandes der Stiftung Offshore-Windenergie kürzlich auf der Nationalen Maritimen Konferenz meinte. Das

Herausforderung 3: Kosten und Versorgung

Klar ist: Offshore-Windkraft hat mit der kleinräumigen Energie-revolution aus Windrädern auf grünen Hügeln nichts mehr zu tun. Das zeigen auch die Investitionskosten: Sie sind mindestens doppelt so hoch wie bei Onshore-Windkraft und ziehen bei drei bis vier Millionen Euro pro Megawatt bereits mit der Atomkraft gleich. Die Kosten für alpha ventus etwa sind, auch wegen der hohen Stahl- und Kupferpreise, zuletzt um rund 30 Prozent auf 250 Millionen Euro gestiegen. Es entbehrt nicht einer gewissen Ironie, dass die geplante Vergütung für Offshore-Windstrom in Deutschland mit 9,1 Cent pro Kilowattstunde lange relativ niedrig war. Erst kürzlich wurde sie auf 11,3 Cent angehoben. Da waren unabhängige Projekte wie der Bürgerwindpark Butendiek vor Sylt in ihrer ursprünglichen Form schon gescheitert. Dem fehlte eine Bürgschaft über 400 Millionen Euro, inzwischen hat ihn der irische Energieversorger Airtricity übernommen.

Mischten in der Anfangszeit unabhängige Projektentwickler und Energieversorger im Spiel mit, ist nun eine zunehmende Konzentration auf große Player wie E.on, RWE, Vattenfall oder Dong Energy zu beobachten. Die Finanzkrise könnte diese Entwicklung noch beschleunigen: „Zurzeit lassen sich eigentlich nur Projekte realisieren, die aus den laufenden Umsätzen finanziert werden“, sagt Allan Jespersen von Vestas. Die finanzstarken Energieversorger sind hier im Vorteil: Dong Energy zum Beispiel schloss mit Siemens kürzlich einen Auftrag über Offshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1800 Megawatt ab.

In der Erneuerbaren-Energie-Szene betrachten deshalb einige die Offshore-Pläne mit Skepsis. Eurosolar-Chef Hermann Scheer, der in der nicht zustande gekommenen Regierung von Andrea Ypsilanti die Energiewende in Hessen anschieben wollte, hält Offshore-Windkraft für zu teuer. Nicht nur wegen der Investitions-, sondern auch wegen der Wartungskosten. So sollen Techniker künftig auch mit Hubschraubern zu den Windrädern gebracht werden. Hinzu kommt, dass sich Maschinenprobleme bei schwierigen Wetterbedingungen womöglich tagelang, im Winter gar wochenlang nicht beheben lassen. Stehende Räder bringen aber keinen Ertrag und kosten Geld (siehe Streitgespräch Seite 70).

Scheers Mitarbeiter Valentin Hollain formuliert die Eurosolar-Kritik so: „Wir wollen nicht, dass erneuerbare Energien über Offshore-Windkraft wieder in das alte, zentralisierte Energiesystem reingepresst werden.“ Stattdessen könnten existierende Onshore-Anlagen auf den neuesten Stand der Technik gebracht werden, um die Erträge zu steigern.

Bei Greenpeace will man hingegen nicht um jeden Preis an der „reinen Lehre“ einer dezentralen Energieversorgung festhalten. „Wir können es uns angesichts des Klimawandels nicht leisten,

auf die großen Potenziale von Offshore zu verzichten“, sagt Andrée Boehling, Energie-Experte bei Greenpeace. Die Umweltorganisation macht sich allerdings dafür stark, Offshore-Windkraft nicht nur aus einer nationalen Warte heraus umzusetzen. Gemeinsam mit der Europäischen Windenergie-Agentur hat sie im September 2008 das Konzept eines „Offshore-Grid“ vorgestellt: ein Windkraft-Netz der Nordsee-Anrainer-Staaten, über das im Jahr 2030 70 000 Megawatt verteilt werden könnten. Damit ließen sich lokale Ertragsschwankungen ausgleichen, und überschüssige Energie würde in norwegischen Wasserkraftanlagen mittels Pumpspeichern zwischengespeichert. Dafür müssten insgesamt 6200 Kilometer Leitungen quer durch die Nordsee gelegt werden. Samt Umspannwerken würde der Aufbau des Offshore-Grid 15 bis 20 Milliarden Euro kosten.

In der Branche sei man grundsätzlich für ein solches Konzept, sagt Andreas Wagner von der Stiftung Offshore-Windenergie, wolle jedoch erst einmal die vielen genehmigten Projekte zum Laufen bringen. „In der dritten Ausbaustufe, etwa in zehn Jahren, ist das realistisch. Aber natürlich muss man das Konzept von Anfang an mitdenken“, sagt Wagner.

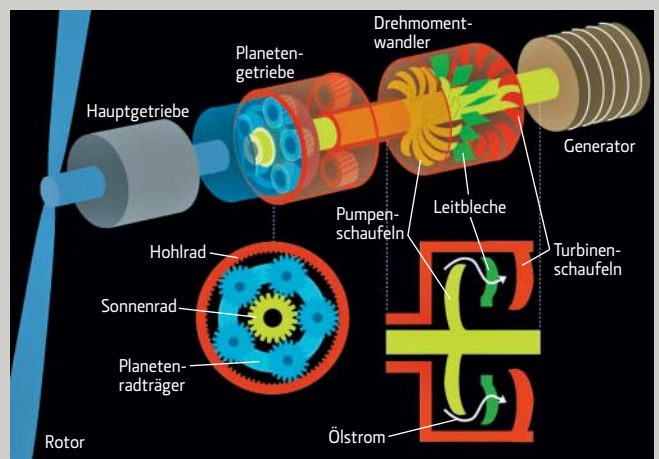
Steffen Schleicher von der Windenergie-Agentur hält all die Zielvorgaben und Zeitpläne zwar für motivierend, aber man solle sie nicht zu ernst nehmen. Ob sie 2020, 2025 oder 2030 umgesetzt würden, spiele keine Rolle. „Wichtig ist, dass wir jetzt starten und ein Offshore-Markt entsteht“ – denn der würde auch den wirtschaftlich schwachen Küstenregionen eine ganz neue Industrie bescheren. Dass sich der Start seit Jahren verzögert, lässt Schleicher nicht gelten: „Die Zeit ist gut investiert worden. Wir haben die Technik entscheidend vorangebracht und die politischen Rahmenbedingungen verbessert.“

Automatikgetriebe für Windräder

Egal wie stark oder wie schwach der Wind weht – Windkraftanlagen haben ihren Strom mit einer konstanten Frequenz im Netz abzuliefern. Die schwankenden Rotordrehzahlen werden üblicherweise von Frequenzumrichtern ausgeglichen, die hinter dem Generator installiert sind. Der Windkraft-Ausrüster Voith Turbo hat nun ein stufenlos regelbares Getriebe entwickelt, das solche Frequenzumrichter überflüssig macht. Dafür erhielt Voith den renommierten „Hermes Award“ der Hannover Messe.

Das Getriebe namens „WinDrive“ besteht aus zwei Komponenten: einem hydraulischen Drehmomentwandler, wie er auch in Pkw-Automatikgetrieben eingesetzt wird, und einem Planetengetriebe. Diese Getriebe übertragen nur dann eine Drehbewegung, wenn auf alle Elemente – Sonnenrad, Planetenräder und Hohlräder – eine Kraft einwirkt. Dies macht sich Voith zunutze: Der Drehmomentwandler zweigt einen Teil der Rotorenergie ab und erzeugt damit am Hohlräder des Planetengetriebes eine Gegenkraft, die durch die Leitschaufeln im Inneren des Wandlers geregelt werden kann. Auf diese Weise lässt sich das Übersetzungsverhältnis des Planetengetriebes stufenlos regeln, und der Generator wird immer mit der gleichen Drehzahl angetrieben, unabhängig davon, wie schnell sich der Rotor dreht.

Durch den Verzicht auf einen Frequenzumrichter können die Gondeln einer Windkraftanlage nach Angaben von Voith zehn Prozent kleiner und zwanzig Prozent leichter werden. Damit einher geht auch ein ent-



sprechend kleineres und preiswerteres Fundament. Derzeit sind bereits vier Prototypen-Anlagen mit WinDrive-Getriebe in Betrieb – eine davon arbeitet in Argentinien seit mehr als zweitausend Stunden in 4200 Metern Höhe.

www.voithturbo.com

GREGOR HONSEL