

# Rüsten für die Riesen

Um ihre Kosten zu senken, setzt die Windindustrie auf immer leistungsstärkere Offshore-Anlagen und erheblich höhere, großrotorige Turbinen für den Einsatz an Land. Doch das Größenwachstum bringt enorme logistische und technische Herausforderungen mit sich.

Von Sascha Rentzing



**Großtechnik auf dem Prüfstand:** Im Dynalab des Fraunhofer Iwes in Bremerhaven lassen sich komplette Gondeln mit bis zu acht Megawatt Leistung testen.

**D**ie Windbranche steht unter Druck. Die Windförderung in Deutschland soll ab 2017 nur noch über wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt werden. Um daran teilnehmen zu können, müssen die Bieter Sicherheiten für etwaige Vertrags- oder Konventionalstrafen aufbringen, was mit hohen Vorlaufkosten verbunden ist. Außerdem gilt es, die Windturbinen so aufzurüsten, dass sie Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Stromnetzes erbringen können. Heute liefern konventionelle Kraftwerke die hierfür nötige Blindleistung, Momentanreserve und Regelernergie. Da sie abgeschaltet werden sollen, müssen Windräder einspringen (neue energie 9/2015). Dafür sind robustere Antriebskomponenten sowie neue Regelungstechniken und -verfahren erforderlich. Die Branche muss daher dringend an anderer Stelle Kosten sparen.

Allein durch Skaleneffekte, die sich aus dem Marktwachstum und steigenden Produktionsmengen ergeben, kann die Windindustrie die Belastungen nicht abfedern. Es bedarf auch weiterer technischer Fortschritte, um die Kosten der Windenergie zu senken. Welche Turbinenkonzepte dafür am ehesten geeignet sind, davon haben die Ingenieure inzwischen eine klare Vorstellung. „Wir wissen, was am besten funktioniert“, sagt der dänische Windpionier Henrik Stiesdal, bis 2014 Technikchef von Siemens Wind Power. „Die gute altmodische Mühle in ihrer fundamentalen Form wird auch die Anlage der Zukunft sein. Für alternative Techniken ist die Barriere zu hoch.“

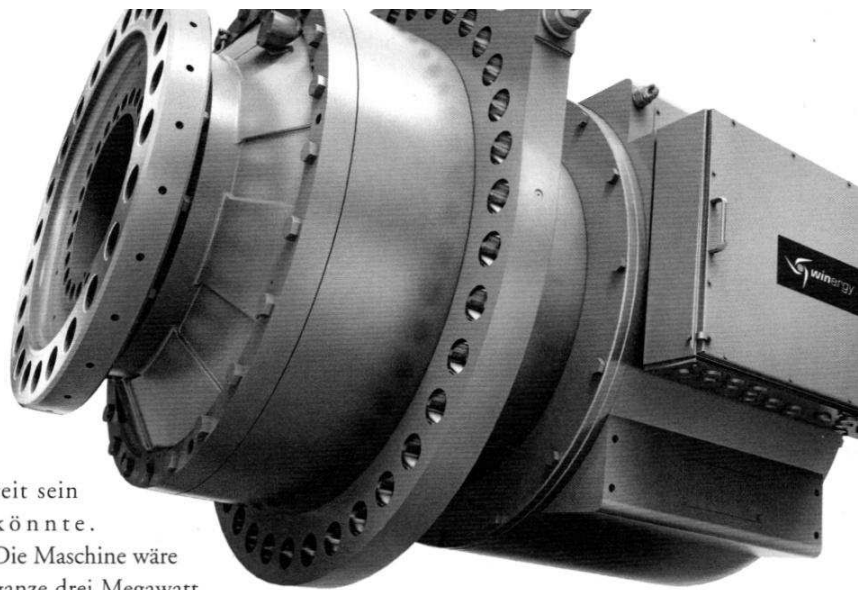
Auf hoher See sollen immer leistungsstärkere Anlagen die Kosten drücken. Das Maß der Dinge ist derzeit Vestas' neue Großturbine V164-8.0 mit acht Megawatt Leistung, einem Rotordurchmesser von 164 Metern und 220 Meter Gesamthöhe bis zur Blattspitze. Dabei dürfte es aber nicht bleiben. Nach Informationen von Stiesdal entwickeln Siemens-Ingenieure bereits eine Offshore-Anlage mit zehn Megawatt Leistung, die zum Ende dieser Dekade einsatzbe-

reit sein könnte. Die Maschine wäre ganze drei Megawatt größer als Siemens' aktuelle Sieben-Megawatt-Großturbine SWT-7.0-154, deren Prototyp im Mai im dänischen Testfeld Østerild aufgestellt wurde.

An Land spielt Leistung eine geringere Rolle. Bei Schwachwind ist eine hohe Megawattzahl sogar kontraproduktiv, da die Turbinen dann nur selten unter Vollast und somit ineffizient laufen. Ansonsten gibt es auch onshore einen klaren Trend zur Größe. Denn je längere Blätter auf größeren Turmhöhen angebracht sind, desto besser nutzen die Flügel das Windangebot aus. Nordex aus Hamburg liefert mit seiner neuen N131/3300 ein gutes Beispiel für die beschriebene Entwicklung: Die soeben auf der Husum Wind vorgestellte 3.300-Megawatt-Turbine soll ab Mitte 2016 mit einer Nabenhöhe von 134 Metern in Serie gefertigt werden, ab Ende 2016 sogar mit 164 Metern. Und es geht offenbar noch höher. „Die Entwicklung ist offen“, sagt Stiesdal.

#### Keine technischen Limits

Doch das weitere Anlagenwachstum ist an Bedingungen geknüpft. Eine Faustformel sagt: Verdoppelt sich die Größe, vervierfacht sich die Fläche und verachtfacht sich das Gewicht der Turbine. Wer größer bauen will, muss also leichteres Material einsetzen, um die Kosten nicht ausufern zu lassen. „Gerade bei den Flügeln ist ein Technologiesprung nötig. Hybride Ver-



**Kompakt gebaut:** Der „Hybriddrive“ der Firma Winergy erlaubt den Antriebsstrang kürzer und damit leichter zu konstruieren.

bundwerkstoffe bieten einen vielversprechenden Ansatz für den Leichtbau“, sagt der Windforscher Jan Wenske vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Iwes).

Auch die Antriebe müssen optimiert werden, was besonders die Komponentenhersteller vor große Herausforderungen stellt. Bei Generator, Getriebe und Co. geht es nämlich nicht nur darum, Gewicht zu sparen, sondern auch darum, dass die elektrischen Antriebskomponenten „höherwertigen“ Strom noch zuverlässiger produzieren. Das verlangen schärfere „Grid Codes“ in immer mehr Ländern, also anspruchsvollere Regeln der Netzbetreiber für den Zugang zum Verbundnetz. Was die Lage für die Zulieferer erschwert: Hersteller erwarten immer öfter auch punktgenaue „Just-in-time-Lieferungen“. So können die Hersteller ihre Produktion flexibilisieren und Lagerkosten sparen. Dafür steigt jedoch die Belastung der Zulieferer, denn der Steuerungsaufwand von Lieferung und Produktion ist höher, wenn im Takt der Hersteller gearbeitet werden muss. Die zusätzlichen „Just-in-time-Kosten“ müssen die Unternehmen durch effizientere Produktionen ausgleichen, etwa, indem sie Baugruppen bilden.

Schließlich drohen Akzeptanzprobleme, wenn die Branche mit Großturbinen ins Binnenland vorrückt. Die Anlagen müssen sich deshalb mit möglichst leise drehenden Rotoren behutsam in die Landschaft einfügen. Die gute Nachricht: Die Windindustrie weiß um die Herausforderungen und arbeitet an vielen Fronten an kosteneffizienten Lösungen. Der Akzeptanzaspekt spielt bei ihren Neuent-

wicklungen offenbar eine besondere Rolle. Senvion aus Hamburg etwa hat seine neue Onshore-Anlage 3.4M140 mit 3,4 Megawatt Leistung mit einem Blattprofil mit sogenannten Serrations ausgestattet. Diese zackig geformte Hinterkante des Blattes reduziert Luftwirbel hinter den Rotoren und verringert so den Geräuschpegel. „Trotz ihrer Größe wird die Senvion 3.4M140 eine der leisesten Anlagen auf dem Markt sein“, sagt Firmenchef Andreas Nauen.

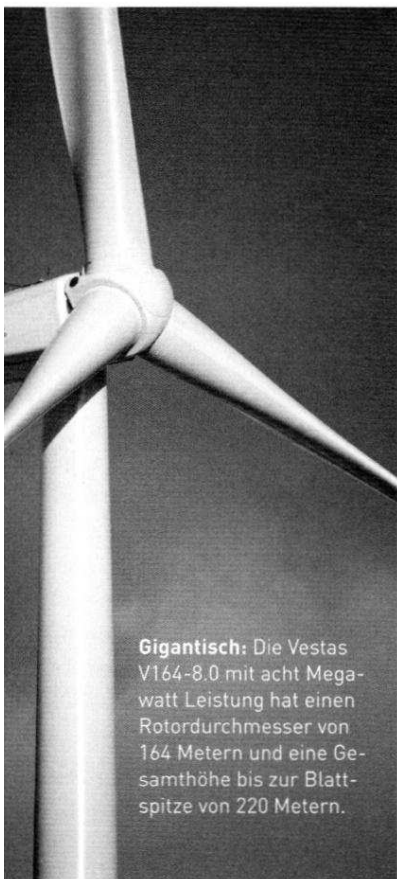
Den gleichen Anspruch erhebt Eno energy mit Sitz in Rostock und Rerik mit seiner neuen Onshore-Maschine eno 114. Der Trend gehe zu schmalen, kostenoptimierten Rotorblättern, wohingegen Eno sein Blatt in erster Linie auf Laufruhe hin ausgelegt habe, erklärt Firmensprecher Andreas Jessel. „Es ist etwas breiter und stabiler.“ Das erscheint zwar mit Blick auf den Materialeinsatz zunächst kontraproduktiv, soll aber in Kombination mit dem optimierten Triebstrang der 3,5-Megawatt-Turbine den Ertrag deutlich steigern. In turbulentem Wind kommt es zu schnell wechselnden Windgeschwindigkeiten und -richtungen. Das führt zu kurzzeitigen kleineren Abweichungen der Anstellwinkel der Blätter und zu einem Strömungsabriss – die Windenergieanlage produziert dann weniger Strom. Das Rotorblattdesign der Eno 114 bewirkt nach Unternehmensangaben eine niedrigere Turbulenzanfälligkeit und verursacht zudem geringere Verwirbelungen. „Die Turbulenz im Nachlauf ist geringer“, erklärt Jessel. Der Vorteil: Die anderen Windenergieanlagen in

einem Windpark können so ungestörter laufen, wodurch sich der Parkwirkungsgrad erhöht.

Voll zum aktuellen Schlankeitstrend passt dagegen die FWT 3000 der Firma FWT aus dem Westerwald. Das Maschinenhaus der Drei-Megawatt-Turbine wiegt laut dem Unternehmen nur 105 Tonnen und ist damit gut ein Drittel leichter als vergleichbare Maschinen. Der Grund: FWT hat im Triebstrang abgespeckt und nutzt statt eines gängigen dreistufigen Getriebes den „Hybriddrive“ der Firma Winergy. Bei ihm fehlt die dritte sogenannte Stirnradstufe, und er wird direkt an den Generator gekoppelt – dadurch wird der Antriebsstrang kürzer und leichter. Gleichzeitig will FWT mit seinen Mühlen höher hinaus: Auf der Husum Wind präsentierte das Unternehmen seine FWT 3000 erstmals mit einem 170-Meter-Hybridturm. Bisher lag das Limit bei dieser Maschine bei 120 Metern. Um die Steigerung zu erreichen, bestehen die sogenannten Ventur-Türme im unteren Bereich aus Betonfertigteilen, die einfach zu transportieren und zu errichten sind. Darauf werden einzelne Stahlrohrtile gesetzt. Auf diese Weise könnten Nabenhöhen bis 200 Meter erreicht werden, heißt es bei FWT.

#### Zuverlässigere Offshore-Mühlen

Während die Ingenieure beim Größenwachstum der Onshore-Anlage neben Gewichtseinsparungen vor allem den Schallpegel und die Transportfähigkeit ihrer Mühlen konzentrieren, stellen sich im Offshore-Bereich andere Fragen: Eine wesentliche ist,



**Gigantisch:** Die Vestas V164-8.0 mit acht Megawatt Leistung hat einen Rotordurchmesser von 164 Metern und eine Gesamthöhe bis zur Blattspitze von 220 Metern.



**Leise-Läufer:** Die neue Onshore-Anlage Eno 114 – hier der Prototyp eines Maschinenhauses – ist so optimiert, dass sich die Flügel möglichst geräuscharm bewegen.

wie künftig eine zuverlässige Stromproduktion der Meeresriesen gewährleistet werden kann? Fällt eine Anlage auf hoher See aus, verursacht das immense Kosten, weil der Reparaturweg weit ist und längere Zeit kein Windstrom produziert wird. „Wir brauchen daher detailliertere Informationen über den Gesamtzustand der Turbine, um Schäden im Vorweg identifizieren zu können“, sagt Iwes-Wissenschaftler Wenske. Helfen kön-

ne ein ganzheitliches Condition Monitoring System, das sämtliche verfügbaren Daten einer Windturbine mit einem Algorithmus verknüpft. Dafür müssten die bisher noch getrennt laufenden Systeme der Maschinensteuerung (Scada) und der Anlagenüberwachung (Condition Monitoring) zusammengeführt werden. „Dann können wir mithilfe von Korrelationsuntersuchungen aus einer Vielzahl von vorangegangenen und aktu-

ellen Anlagenzuständen beziehungsweise -messungen zukünftige Ausfälle verlässlicher und präziser prognostizieren“, sagt Wenske. Auf Forschungsseite passiert nach seiner Aussage bereits sehr viel, um die hierfür nötige Software zu entwickeln.

Außerdem arbeiten die Wissenschaftler an besseren Testverfahren zur Beurteilung und Optimierung von Anlagenkonzepten. Die Achillesverse von Turbinen sind nach





**Windriese im Test:** Seit Mai dieses Jahres dreht sich der Prototyp einer Sieben-Megawatt-Turbine SWT-7.0-154 von Siemens im dänischen Versuchsfeld Østerild.

dem Ergebnis des von der Europäischen Union geförderten Projekts „Reliawind“ die Antriebskomponenten. Die technische Zuverlässigkeit der Gondeln ist somit für die Verfügbarkeit der Maschinen der entscheidende Faktor. Das Problem: Bisher müssen Hersteller für jede neue Anlage einen Prototyp errichten, was viel Zeit kostet und hohe Kosten verursacht. Zudem können die Belastungen der Anlage in freier Natur nicht reproduziert werden, da

sie den Witterungsbedingungen folgen – bis eine Turbine etwa einem ausgiebigem Stresstest unterzogen werden kann, müssen die Hersteller also unter Umständen lange auf die passende Witterung warten.

Um die Prototypen-Testphase zu verkürzen, bietet das Iwes der Industrie seit diesem Frühjahr mit dem „Dynamalab“ in Bremerhaven einen großtechnischen Prüfstand für Gondeln mit bis zu acht Megawatt Leistung an. Die Tests seien aber nicht nur schneller, sondern führten im Gegensatz zu Feldtests auch zu aussagekräftigeren Ergebnissen, verspricht Wenske. „Auf dem Prüfstand können Belastungssituationen unter kontrollierten und reproduzierbaren Zuständen nachgebildet und untersucht werden. Dadurch lassen sich Schwachstellen besser identifizieren.“ Das Winddrehmoment wird im Dynamalab über zwei fremderregte Synchronmaschinen mit insgesamt zehn Megawatt Antriebsleistung nachgebildet, die mechanischen Windlasten wie Schub- oder Biegemomente über hydraulische Krafteinleitung. Die Kräfte lassen sich laut Iwes so steuern, dass sowohl unterschiedliche statische und dynamische Betriebszustände als auch Lastdaten in Echtzeit simuliert werden können. Die Turbinenhersteller kommen gerne auf das Prüfangebot des Instituts zurück. „Die Nachfrage ist groß“, sagt Wenske. Die Windindustrie nutzt offenbar jede Stellschraube, um ihre Kosten zu senken. ◀