



# Schneller als der Sturm

Frequenzmessung: Bodenstation schlagartig die Drehzahl von Turbinen unterschätzen die Maschine mit neuem Warnsystem erkennen gefährliche Luftbewegungen im Voraus und drehen die Rotorblätter rechtzeitig aus dem Wind. Das senkt die Belastung und könnte leichtere Maschinen ermöglichen.

Kostensenkende Innovationen sind Voraussetzung für den erfolgreichen Ausbau der Offshore-Windenergie. Ein neues Regelungskonzept, das dank sogenannter Lidar-Technik (Light Detection and Ranging) die Rotorblätter einer Windturbine bereits vor Eintreffen einer Böe aus dem Wind dreht, könnte den Ausbau der Winderzeugung auf hoher See beflügeln. Ein Laser scannt die gesamte Rotorfläche vor der Turbine, die Daten werden der Anlagensteuerung zugespielt. Sie koordiniert die Blätter so, dass die Rotordrehzahl auch bei schwankenden Windverhältnissen nahezu konstant bleibt. Das senkt die schädlichen Ermüdungs- und Extremlasten – die Turbine steht somit stabiler im Wind. Außerdem gibt sie konstanter Strom ins Netz.

Dadurch wird die Systemstabilität verbessert. Entwickelt hat das Frühwarnsystem das Institut für Flugzeugbau (IFB) der Universität Stuttgart im Rahmen des Forschungsprojekts Rave (Research at Alpha Ventus). In verschiedenen Vorhaben im Nordsee-Windpark Alpha Ventus wollen Anlagenbauer und Wissenschaftler zeigen, dass vor Deutschlands Küsten wirtschaftlich und zuverlässig Strom erzeugt werden kann. „In den kommenden Jahren wollen wir die großtechnische Umsetzung der Frühwarntechnik unterstützen“, sagt IFB-Wissenschaftler David Schlupf. Bisher gängige Regelungen haben den Nachteil, dass sie verzögert auf sich ändernde Windgeschwindigkeiten reagieren. Erst wenn ein Windstoß die

Rotordrehzahl bereits erhöht hat, greift die Blattverstellung. Das führt zu einer erhöhten Belastung. Die neue Vorsteuerung könnte die bisherige Methode verbessern. Auch die Windnachführung, also das Drehen der Gondel in den Wind, ließe sich mit Lidar präzisieren. Turbinen müssen stets optimal im Wind stehen, um möglichst viel Strom zu produzieren. Die für die Nachführung nötigen Daten zur Windgeschwindigkeit und Windrichtung liefern bisher Anemometer (Windmesser) und Windfahnen. Die Geräte sitzen allerdings hinter dem Rotor auf der Gondel, so dass die Blätter die Windmessung stören. Die Flügel verursachen Turbulenzen und reduzieren die Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor. Lidar-Geräte messen vor der An-

lage und können der Nachführung somit genauere Werte liefern.

## Laser statt Anemometer

Die Innovation könnte für die Offshore-Windindustrie von großem Interesse sein. Windstrom vom Meer ist mit durchschnittlich 0,12 bis 0,16 € pro Kilowattstunde noch relativ teuer. Für Ertragssteigerungen und Kostenersparnisse würden die Hersteller ihre Turbinen gern größer dimensionieren. Gleichzeitig müssen dabei aber die eingesetzten Materialien leichter werden, um das Anlagengewicht möglichst gering zu halten. Doch gerade auf hoher See lässt sich das Gewicht nur begrenzt reduzieren, denn Wind und Wellen zehren stark an den Komponenten. Nur wenn die He-

steller schädliche Einwirkungen auf die Anlage verringern, können sie leistungstärkere Maschinen installieren. Das Frühwarnsystem besteht aus einem Lidar-Messsystem, einer Echtzeitdaten-Verarbeitung und einer Verbindung zur Regelung und wird derzeit noch auf der Gondel installiert. Längerfristig soll die Technik in die Rotornabe eingebaut werden. „Unser Lidar-Gerät nutzt einen infraroten Laserstrahl, um die Geschwindigkeit von winzigen Teilchen in der Luft mithilfe des optischen Dopplereffekts zu messen“, erklärt Schlupf. Das Prinzip beruht darauf, dass das Licht des Laserstrahls teilweise an den Luftteilchen – winzigen Staubpartikeln oder Wassertropfen – reflektiert wird. Dabei findet zwischen dem ursprünglich ent-

sendeten und dem reflektierten Licht eine Frequenzverschiebung statt, die von der Geschwindigkeit des reflektierenden Teilchens abhängig ist. Durch die Messung dieser Frequenzverschiebung lassen sich die Geschwindigkeit des Teilchens und damit die Windgeschwindigkeit an dieser Stelle ermitteln. In der Windenergie wird Lidar bereits unter anderem für die Standortsuche von Turbinen eingesetzt. Vom Boden aus werden damit die Windbedingungen in bis zu 200 m Höhe ermittelt. Um für die Anlagensteuerung nun auch den Raum vor der Gondel messen zu können, haben die IFB-Wissenschaftler ein für die bodenbasierte Messung konzipiertes Lidar-Gerät mit einem selbst entwickelten Scanner gekoppelt. Ein frei beweglicher Spiegel im Scanner kann die Laserstrahlen in jede beliebige Position vor der Anlage lenken. „Damit können die unterschiedlichsten Bahnen zur Abtastung von einzelnen Messpunkten realisiert werden. Wir erhalten so ein ziemlich genaues Bild von einem einströmenden Windfeld und können damit die Reaktion der Anlage verbessern“, erklärt Schlupf.

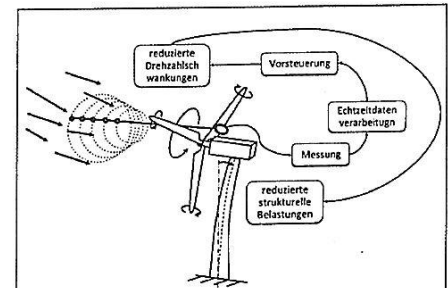
## Premiere in Alpha Ventus

Doch bis zur Marktreife des Frühwarnsystems wartet auf die Forscher noch viel Arbeit. „Die Technik wurde in den USA bereits erfolgreich an einer Forschungsanlage an Land getestet. Entscheidend ist jetzt, dass wir sie auf die realen Maschinen bringen“, erklärt der Oldenburger Windforscher Martin Kühn, einer der für Lidar zuständigen Rave-Projektleiter. Im Offshore-Windpark Alpha Ventus machen die Wissenschaftler derzeit einen wichtigen Schritt: Sie installieren einen Lidar-Scanner auf einer Areva-Anlage des Typs Multibrid M 5000 mit fünf Megawatt Leistung. Die Forscher wollen herausfinden, wie das Windfeld vor der großen Offshore-Turbine abgetastet werden muss, um möglichst exakte Werte zu erhalten. Die Multibrid M 5000 hat einen Rotordurchmesser von 116 Metern und über-

streicht eine Rotorkreisfläche von 10.000 Quadratmetern. Es gilt also, ein deutlich größeres Areal als bei der 600-kW-Testmühle in den USA zu analysieren. „Das Monitoring steht bei diesem Vorhaben im Vordergrund“, erklärt Kühn. Während es in Alpha Ventus um die Optimierung der Messungen geht, arbeiten Wissenschaftler am Zentrum für Windenergieforschung ForWind parallel an einfacheren und robusteren Lidar-Scannern. Das am IFB entwickelte Gerät besteht aus relativ empfindlichen Spiegeln, die sich leicht verstellen und dann Laserstrahlen liefern können. „Wir erproben für den Serieneinsatz deshalb eine Technik ohne bewegliche Teile. Unser Gerät sitzt in der Rotornabe der Turbine, tastet das Windfeld also ab, indem es sich mit dem Rotor dreht“, erklärt Kühn. Die Marktreife der Frühwarnsysteme erwartet er in den kommenden Jahren. Zur Wirtschaftlichkeit sagt der Experte: Die Vorteile, die sich aus einem ruhigeren Betrieb einer Turbine ergäben, also etwa eine höhere Anlagenverfügbarkeit oder Materialersparnisse, würden die Anschaffungskosten der Technik mehr als kompensieren. „Viele Hersteller werden die Technik integrieren“, schätzt Kühn.

Unweit der Areva-Maschine testen Wissenschaftler des Fraunhofer-Instituts für Windenergie- und Energiesystemtechnik (IWES) derzeit eine andere Lidar-Methode, um die Kosten für Offshore-Windenergie zu senken. Im Rahmen des von der Bundesregierung geförderten Projekts „Offshore Messboje“ installierten die Forscher direkt neben dem Messmasten Fino 1 ein am IWES entwickeltes „Floating Lidar“-System. Damit sollen sich Offshore-Windparks künftig schneller und günstiger planen lassen, denn im Vergleich zu Messmasten sind in schwimmende Bojen integrierte Lidar-Geräte an jedem beliebigen Standort einsetzbar und müssen nicht aufwendig installiert werden. „Bisher haben Wellen den zuverlässigen Einsatz von Lidar auf dem Meer verhindert. Wir haben einen Korrekturalgorithmus entwickelt, der die Eigenbewegung der schwimmenden Plattform aus den Messwerten herausrechnet“, erklärt IWES-Forscherin Julia Gottschall. Erste Auswertungen hätten ergeben, dass die Qualität der Daten von Mast und Boje vergleichbar sei. Lidar-Technik könnte die Offshore-Windenergie bald deutlich voranbringen. (rz)

Sascha Rentzing



Das Frühwarnsystem nutzt einen Lidar-Scanner auf der Turbinenrotornabe, um die Windgeschwindigkeit vor der Turbinenrotornabe zu messen. Die Daten werden der Anlagensteuerung zugespielt, die die Rotorblätter rechtzeitig aus dem Wind dreht. Das senkt die Belastung und könnte leichtere Maschinen ermöglichen.