

# Die Windenergie geht Offshore

## WINDPARKS IM MEER

### SIND EINE HERAUSFORDERUNG FÜR INGENIEURE

Die Errichtung von Offshore-Windenergieparks ist vor allem wegen des auf See stärker und häufiger wehenden Windes interessant. Aber auch Standortmangel und Akzeptanzprobleme im Binnenland treiben die Anlagenbauer aufs Meer. Bisher gibt es keine Erfahrungen mit der Errichtung von küstenfernen Offshore-Windparks in tiefen Gewässern und mit Generatoren in der Größenordnung von fünf Megawatt. Wissenschaftler der Universitäten Hannover und Oldenburg untersuchen im Zentrum für Windenergieforschung ForWind gemeinsam die Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb solcher Windenergieparks.

Durch die CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien werden pro Jahr in Deutschland mehr als 50 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart. Neben der Wasserkraft hat die Windkraft daran den größten Anteil. Ende 2004 waren in Deutschland rund 16.000 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Gesamtleistung von etwa 16.000 Megawatt (MW) noch ausschließlich im Binnenland installiert. Davon drehen sich mehr als ein Viertel aller Anlagen zwischen Harz und Nordsee und decken mehr als 15 Prozent des Strombedarfs in Niedersachsen. Bis 2012 wird einer Studie zufolge mit einer Steigerung auf 22.600 MW an Land und einem Offshore-Anteil von 6.800 MW in Nord- und Ostsee gerechnet. Für 2030 werden sogar 25.000 MW im Offshore-Bereich prognostiziert. Der weitere Zuwachs an Land wird hauptsächlich durch den Austausch kleinerer Anlagen durch solche der Megawattklasse erfolgen, da es zunehmend Standort- und Akzeptanzprobleme gibt.

Der Startschuss für den Offshore-Bereich ist mit der Genehmigung der Pilotphase und der Kabeltrasse für den 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum gelegenen Windpark Borkum-West bereits 2004 gefallen. Mit der Inbetriebnahme der ersten zwölf WEA mit einer Leistung von je fünf MW wird 2006 gerechnet. Im Endausbau sollen dann insgesamt

208 WEA mit einer Gesamtleistung von 1.040 MW über ein Gleichstromkabel Strom in das Hochspannungsnetz einspeisen. Die Errichtung und der Betrieb küstenferner Windparks in Wassertiefen bis 30 m mit Anlagen, deren Gondel zusammen mit den Rotorblättern mehr als 400 Tonnen wiegt und fast 100 m aus dem Wasser ragt, stellen die Bauingenieure und Netzbetreiber gleichermaßen vor bisher nicht gekannte Herausforderungen. Für den weiteren Ausbau der Offshore-Anlagen sind deshalb begleitende und vorausschauenden Forschungsvorhaben und die Erfahrungen mit diesen Pilotprojekten von entscheidender Bedeutung.

#### Wind und Wellen rütteln am Turm

Vor den deutschen Küsten ergeben sich die maßgebenden Beanspruchungen für die Tragstruktur der WEA aus dem Wind, dem Anlagenbetrieb und dem Seegang. In der Ostsee wirken zusätzlich Eislasten. Für die Auslegung des Turmes und der Gründung werden Standort bezogen möglichst präzise Belastungsangaben aus Wind und Wellen benötigt.

Für die Bemessung müssen Extremlasten von den Einwirkungen im Anlagenbetrieb differenziert betrachtet werden. Seltene Einwirkungen sind beispielsweise extreme Wellen



oder Windböen, die statistisch nur einmal in 50 Jahren auftreten. Eine Extremwelle kann je nach Standort in der Nordsee bis zu 20 m hoch sein – höher als ein sechsstöckiges Gebäude.

de. Quasi ständig wirken der normale Wind, Lasten aus dem Anlagenbetrieb und der kleinskalige Seegang auf die WEA ein. Um die Einwirkungen prognostizieren zu können, werden komplexe Simulationsprogramme entwickelt. Dazu gehören die Charakterisierung des lokalen Seegangsklimas und eine Beschreibung der Seegangsbelastungen auf Offshore-WEA. Die statistische Auswertung der Seegangsimulation liefert standortabhängig die »Design«-Wellen-

**Tragstrukturen von WEA müssen standsicher sein**

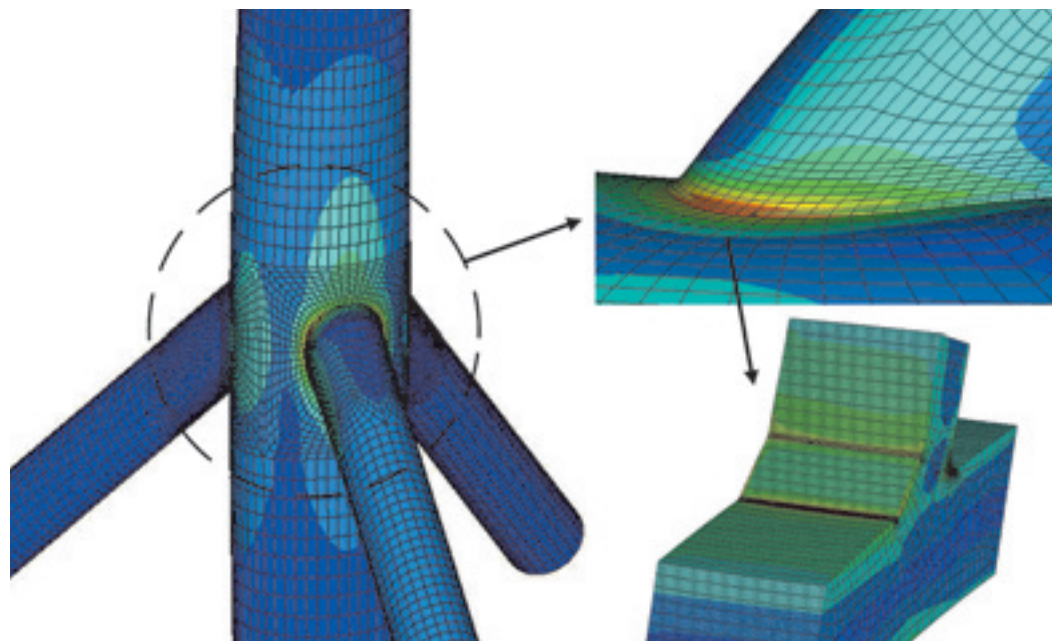
Diese Forderung gilt sowohl unter Extremlasten als auch im ständigen Betrieb. Anders als bei einer Ölplattform, deren Stützen ihre Belastung zum größten Teil vertikal aus dem Eigengewicht der Plattform erhalten, erfährt die Tragstruktur einer Offshore-WEA ihre Belastung hauptsächlich aus den Wind- und Wellenkräften, die horizontal auf die Struktur wirken.

Hier sind neben geschraubten Verbindungen, wie sie auch bei WEA an Land üblich sind, Schweißnahtverbindungen und mit hochfestem Mörtel realisierte Steckverbindungen von Rohren (Grouted Joint) zu nennen, die mit neuen Berechnungskonzepten und neuen Baustoffen auf ihr Ermüdungsverhalten hin untersucht werden.

Während die statische Bemessung einer Turmstruktur bei konstanten Wind- und Wellen-



höhe mit definierter Wiederkehrperiode. Die Berechnungsverfahren werden mit Messdaten von der Forschungsplattform FINO 1 in der Nordsee validiert.



Daher können die Erfahrungen aus dem Ölplattformbau nicht ohne weiteres auf die die Bemessung von Offshore-WEA übertragen werden.

Aufgrund ihrer schlanken Bauweise reagieren die WEA hoch dynamisch auf die genannten Beanspruchungen. Dabei ist neben der statischen Tragfähigkeit auch die so genannte Ermüdungsfestigkeit von entscheidender Bedeutung. Das Phänomen der Werkstoffermüdung wird intensiv auf experimentellem und numerisch theoretischem Wege erforscht (Abbildung 2).

In diesem Zusammenhang werden auch das Tragverhalten und die Ermüdungsfestigkeit von Verbindungsdetails untersucht.

bedingungen verhältnismäßig einfach durchgeführt werden kann, sind dynamische Ermüdungsuntersuchungen bei Berücksichtigung verschiedener Windverhältnisse und Seegangszustände über einen langen Zeitraum viel aufwändiger und werden mit Computerprogrammen vorgenommen. Im Rahmen von ForWind werden die Berechnungsverfahren für die Auslegung der Tragstruktur entwickelt und erprobt.

Im Bereich der Gründung von Offshore-WEA ist eine genaue Kenntnis des am Standort vorherrschenden Untergrundes wichtig. Zur Bestimmung seines Trag-, und insbesondere auch seines Langzeittragverhaltens, werden mittels Erwei-

Abbildung 2 Verfeinerung der Modellskala bei numerischen Untersuchungen zur Ermüdungsfestigkeit einer Gründungsstruktur.

Abbildung 1 (links) Turmmontage für eine 3,6 MW-Anlage vor der Küste Irlands. Quelle: GE Wind Energy

terung und Übertragung moderner Erkenntnisse zum Verhalten von Böden unter wechselnden, quasi-statischen oder dynamischen Belastungen und zur Modellierung von Boden-Bauwerks-Wechselwirkungen Simulationsmodelle für das Tragverhalten der Gründung von Offshore-Windenergieanlagen entwickelt.

Ein großes Problem bei der Dimensionierung von WEA liegt in den zeitlich veränderlichen, nichtlinearen Wechselwirkungen aller Bauteile (Rotor, Generator, Turm, Gründung, Boden ...) untereinander. Beispielsweise kann die Berechnung einer entkoppelten Turmstruktur unter Wellenbelastung nur eine Näherung

darstellen, da der sich drehende Rotor die Turmbewegungen dynamisch dämpft. Für eine exakte Berechnung ist demnach eine komplette Erfassung der WEA von der Rotor-

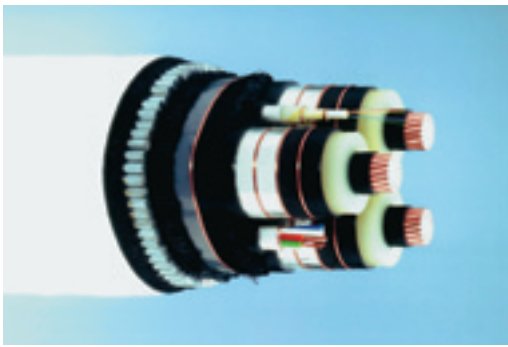


Abbildung 3  
145-kV-VPE Drehstromkabel für  
Seeverlegung

blattspitze bis zum Pfahlfuß im Boden in einem Modell erforderlich.

Ziel aktueller Forschungsarbeiten ist die Entwicklung dieses so genannten integrierten Modells.

### Ganz ohne Leitungen geht es nicht

Die Netzanbindung größerer Offshore-Windparks erfolgt über zwei Spannungsebenen. Die einzelnen WEA werden in Cluster zu je acht bis zehn Anlagen unterteilt und über Kabel mit der Offshore-Umspannung, die sich auf einer Plattform befindet, verbunden. Die maximale Kabellänge zwischen zwei WEA liegt bei 1.000 m. Für diese Entfernungen reichen dreiadrige Drehstromkabel mit 36 kV Nennspannung aus.

Für die Verbindung zum Festland können im unteren Leistungsbereich bis etwa 200 MW Hochspannungs-Drehstromkabel, die heute mit Querschnitten von 630 mm<sup>2</sup> und VPE-Isolierung bis zu einer Spannung von 145 kV verfügbar sind, eingesetzt werden (Abbildung 3). Bei höheren Leistungen und zur Vermeidung einer Vielzahl von Kabeln in einer Trasse müssen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) zum Einsatz kommen.

Die Übertragung mit Gleichstrom hat den Vorteil, dass die unerwünschten Wirkungen der Kapazitäten und Induktivitäten eines Kabels nicht auftreten, wodurch deutlich bessere Übertragungseigenschaften erzielt werden und der Kabelquerschnitt besser ausgenutzt wird. Der Vorteil wird aber durch den zusätzlichen Aufwand für die Stromrichterstationen, die für die Umformung von Wechselstrom in Gleichstrom und wieder in Wechselstrom erforderlich sind, erkauft.

Eine Alternative zur HGÜ könnte eine Drehstromübertragung mittels jeweils drei gasisolierten Rohrleitern (GIL) darstellen. Gasisolierte Rohrleiter ähneln einer Pipeline, in die noch ein innerer Rohrleiter eingezogen ist. Der innere Leiter ist mit Isolatoren gegen den äußeren Leiter abgestützt. Zwischen beiden Leitern befindet sich als Isoliermittel ein unter sieben bar Druck stehendes Gasgemisch aus 20 Prozent SF<sub>6</sub> und 80 Prozent Stickstoff. GIL haben eine Reihe von Vorteilen gegenüber konventionellen Kabeln. Sie können für Leistungen bis 3.800 MVA und Reichweiten bis zu einigen hundert Kilometern ausgeführt werden und sind wie Freileitungen thermisch überlastbar. Sie werden aus vorgefertigten Rohrstücken von zwölf bis 18 m Länge vor Ort verschweißt und in Pipeline-technik verlegt.

Da die Leistung von den Netzverknüpfungspunkten in Küstennähe zu den Verbraucherschwerpunkten im Ruhrgebiet und im Rhein-Main-Gebiet weitergeleitet werden muss, sind Netzausbaumaßnahmen größeren Maßes erforderlich. Diese sollen aus Kostengründen weitgehend mit Freileitungen realisiert werden, wobei allerdings mit langwierigen Genehmigungsverfahren zu rechnen ist. Drehstromkabel stellen wegen ihrer vergleichsweise geringen thermischen Überlastbarkeit einen Engpass dar und sind deshalb nur bedingt für die Netzverstärkung geeignet.

Dagegen ist es denkbar, dass bei Freileitungsprojekten, bei denen es zu Schwierigkeiten mit der Genehmigung kommt, zumindest abschnittsweise ein Einsatz der allerdings wesentlich teureren GIL in Frage kommt, denn GIL können ohne weiteres auch erdverlegt werden.

Auf jeden Fall erfordert jede Netzverstärkungsmaßnahme eine eigene gründliche Untersuchung unter technischen, wirtschaftlichen und umweltrelevanten Aspekten.

### Wie viel Wind verkraftet das Netz?

Für einen stabilen Netzbetrieb ist es erforderlich, dass sowohl die Wirk- als auch die Blindleistungsbilanz in jedem Zeitpunkt ausgeglichen ist. Unter Wirkleistung wird die beim Abnehmer in Form von Arbeit nutzbare Leistung verstanden. Sie wird ausschließlich von den Kraftwerken bereitgestellt, wobei ein geringer Teil durch Stromwärmeverluste auf den Leitungen verloren geht. Die Kraftwerke sollten deshalb möglichst nahe an den Verbraucherschwerpunkten stehen. Abweichungen in der Wirkleistungsbilanz führen zu Frequenzänderungen und müssen deshalb schnell ausgeglichen werden.

Mit wachsendem Anteil fluktuierender Windleistung an der Erzeugerleistung steigen die Anforderungen an die Schnelligkeit und Stabilität der Regelung. Außerdem muss bei Flauten genügend Regelreserve in Form von konventionellen Kraftwerken oder Speichern zur Verfügung stehen.

Aus der Sicht des Netzbetreibers stellen Energiespeicher die beste Lösung für den Ausgleich großer fluktuierender Windleistungen dar. Die erforderliche Speicherkapazität ist aber enorm. Das derzeit größte Pumpspeicherwerk im deutschen Netz hat bei einer Leistung von 1.060 MW eine Kapazität von 8.480 MWh (Abbildung 4). Es kann demnach den

einer Tiefe von 700 m bei Drücken zwischen 50 und 70 bar gespeichert.

Die Blindleistung wird für den Aufbau der elektrischen und magnetischen Felder in Wechsel- und Drehstromsystemen benötigt.

Sie pendelt zwischen den Generatoren und Abnehmern sowie den Induktivitäten und Kapazitäten des Netzes hin und her und kann nicht in Form von Arbeit nutzbar gemacht werden. Sie belastet aber die Leitungen und verursacht somit auch Verluste und Spannungsabfälle. Für die Einhaltung der Spannung im Netz ist deshalb eine lokal ausgeglichene Blindleistungsbilanz erforderlich.



**Prof. Dr.-Ing. habil. Bernd R. Oswald**

Jahrgang 1941, ist Leiter des Instituts für Energieversorgung und Hochspannungstechnik.



**Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann**

Jahrgang 1954, ist Leiter des Instituts für Stahlbau und ein Sprecher des ForWind Zentrums für Windenergieforschung.



Abbildung 4  
Oberbecken des Pumpspeicherwerkes Goldisthal in Thüringen mit 12 Mio m<sup>3</sup> Speichervolumen.

Ausfall von 1.060 MW Windleistung über maximal acht Stunden ausgleichen.

Eine interessante Möglichkeit der Energiespeicherung könnten auch Druckluftspeicher mit nachgeschalteter Gasturbine darstellen. Eine derartige Anlage wurde bereits in den 70er Jahren in Huntorf bei Bremen errichtet. Sie hat eine Speicherkapazität von 290 MW über zwei Stunden. Die Druckluft wird in zwei Salzkavernen von je 150.000 m<sup>3</sup> in

Eine Beteiligung der weit entfernt liegenden Offshore-Windparks an der Bereitstellung der Blindleistung kommt somit nicht in Frage, so dass diese Aufgabe von den konventionellen Regelkraftwerken oder speziellen Blindleistungskraftwerken übernommen werden muss.

**ForWind – Zentrum für Windenergieforschung**

Das Zentrum für Windenergieforschung wurde 2003 als Forschungsverbund der Universitäten Oldenburg und Hannover gegründet. Wissenschaftler der natur- und ingenieurwissenschaftlichen Fachbereiche widmen sich gemeinsam den aktuellen interdisziplinären Fragestellungen, die die Nutzung der Windenergie insbesondere im Offshore-Bereich aufwirft.

[www.Forwind.de](http://www.Forwind.de)