



Windpark Horns Rev 1: Auch hier rutschen die Monopiles.
Foto: Elsam/Dong

Aus mehreren Offshore-Windparks werden Fundamentprobleme gemeldet. Was ist dort genau passiert?

Es sind vertikale Verschiebungen an den Verbindungen zwischen dem unteren Rohr und dem aufgehenden Tragturm aufgetreten. Es gibt ein unteres Tragrohr, Monopile genannt, das in den Meeresboden gerammt ist. Darüber wird ein äußeres Übergangstück (engl.: transition piece) gestülpt. Der knappe Zwischenraum wird mit einem hochfesten Beton „vergroutet“. Diese Konstruktion wird deswegen „grouted joint“ genannt. Es liegt aber nicht an dem Grout-Material, sondern es liegt daran, dass diese Verbindung ohne mechanische Verbundmittel ausgeführt wurde und jetzt hoch dynamisch beansprucht wird. Es gibt eine traditionelle Verbindung, die aus dem Offshore-Bereich kommt: Die Oberflächen der Stahlrohre, die direkt an das Grout-Material anschließen, werden dabei nicht besonders vorbereitet. Man nimmt also die walzrauen Oberflächen des Stahls und gießt das Grout-Material direkt zwischen die beiden zylindrischen Rohre. Normalerweise

„Die Tragfähigkeit ist nicht gegeben“

Mit Peter Schaumann, Professor für Stahlbau an der Leibniz Universität Hannover und Experte für Offshore-Gründungen, sprach **ERNEUERBARE ENERGIEN** über die rutschenden Turmsektionen dänischer, britischer und niederländischer Windparks.



weise sind die Stahlflächen nicht mit Farbbeschichtungen versehen. Bei großen und schweren Offshore-Konstruktionen im Öl- und Gasbereich sind diese Verbindungen bewährt. Bei den Windturbinen rutscht nun in dieser Verbindung das äußere Verbindungsrohr nach unten.

War damit zu rechnen?

Wir haben an der Leibniz Universität seit 2003 mehrere Forschungsprojekte zu diesem Thema, die vom Land Niedersachsen und vom Bund gefördert werden. Dazu gibt es schon zahlreiche Veröffentlichungen. Zusammen mit meinen Assistenten Wilke und Lochte-Holtgreven habe ich bereits 2008 auf der EWEC in Brüssel in einem Vortrag gesagt, dass unsere Versuchsergebnisse eindeutig ausweisen, dass die Bemessungsannahmen der Zertifizierer viel zu optimistisch sind. Die Tragfähigkeit ist nicht gegeben. Und wir haben konkrete Vorschläge gemacht, wie man die Tragfähigkeit verbessert; indem man nämlich an den jeweiligen Innenflächen der Rohre so genannte shear keys, also Schubrippen, anordnet. Wir sind damals für unsere Auffassung kritisiert worden, insbesondere aus Skandinavien. In den letzten Monaten haben sich skandinavische Zertifizierer und Firmen detailliert über unsere Forschungsarbeiten informiert. Wir sind uns mit dem Germanischen Lloyd einig, dass die stabilere Konstruktion auf jeden Fall Schubrippen vorsieht.

Wer muss die Verantwortung tragen?

Die Hersteller der Turbinen übernehmen nicht automatisch die Verantwortung für diese Verschiebungen. Wenn jetzt Kosten für Reparaturen entstehen, dann gibt es sicherlich einen Haftungsstreit zwischen den Firmen. Welche Rolle die Zertifizierer dabei spielen, weiß ich nicht. Im Oktober vorigen Jahres hat Det Norske Veritas seine diesbezüglichen Zertifizierungsregeln zurückgezogen, aber noch nicht durch neue ersetzt. Es gibt zurzeit ein Industriekonsortium in Dänemark, das sich speziell dieser Fragestellung widmet. Und neben

den Versuchen, die in Hannover gemacht worden sind, gibt es Versuche in Delft und demnächst auf einem neu errichteten Versuchsstand in Norwegen, um speziell diese Fragestellungen zu untersuchen. Ich finde es bedauerlich, dass auch nachdem wir unsere Forschungsergebnisse veröffentlicht haben, noch in großer Anzahl Windturbinen mit der nicht bewährten Bauweise errichtet wurden. Und es treten eben auch an den 2008 und 2009 gebauten Anlagen Schäden auf.

Betrifft das Problem alle Monopile-Konstruktionen?

Das Phänomen trat bisher nur bei Monopile-Konstruktionen ohne Shear Keys auf. Ich kenne nicht von jedem Projekt die Detailzeichnungen. Deshalb ist eine pauschale Wertung unzulässig. Aber: Wenn man zwei zylindrische Körper übereinander stülpt, dann braucht man mechanische Schubmittel, um dauerhaft die Schubübertragung durch das Grout-Material zu gewährleisten, insbesondere in Bezug auf die Ermüdungsbeanspruchung.

Wie lässt sich jetzt so etwas reparieren?

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, nachträglich Hilfskonstruktionen anzubringen, um das weitere Rutschen zu vermeiden. Wir müssen uns aber darüber klar werden, dass jede Maßnahme, die man trifft, ein Eingriff in die bestehende Konstruktion ist, die möglicherweise Auswirkungen auf die Ermüdungsfestigkeit hat. Man muss da sehr sorgfältig vorgehen und sich die Konstruktionen genau ansehen, ob man die Situation nicht „verschlimmbessert“. In dieser Sparte sind ja einige versierte Unternehmen unterwegs, es gibt Lösungen. Ich bin allerdings der Meinung, dass man den Status, den man hätte erreichen können, wenn man von vornherein die Konstruktion anders gemacht hätte, nicht mehr erreichen kann. Man hat immer mit Einbußen hinsichtlich der Dauerfestigkeit zu rechnen. Man kann das zum Teil durch Monitoring ausgleichen. Das wird dann allerdings aufwändig sein.

Besteht Gefahr für die Standfestigkeit?

Eine spontane Gefahr für die Standfestigkeit sehe ich nicht. Aber wenn Sie Betreiber sind und Sie sehen, da wackelt was am Fundament, wo es nicht wackeln soll, ist das eine unschöne Situation. Das wollen Sie stabilisiert haben und Sie verlangen auch, dass die Firma, die das macht, für die geplante Lebensdauer die Gewährleistung übernimmt.

Im Windpark Egmond aan Zee werden die unteren Teile des Fundamentspfahls mit Beton aufgeschüttet. Kann das helfen?

In Egmond aan Zee liegt eine Besonderheit vor: Bei der Verbindung wurde das obere Rohr in das untere Rohr hineinsteckt. Bei allen anderen ist es so, dass das obere Rohr größer ist als das gerammte. Die Überlegung, die dahinter steckt, ist folgende: Wenn man nun das innere Rohr mit Beton füllt, dann kann das obere Rohr durch den inneren Beton stabilisiert werden. Ich habe nicht im Detail geprüft, ob das gut ist und wie aufwändig das Verfahren ist.


Bei den anderen besteht die Gefahr, dass das obere Rohr immer weiter rutscht?

Das Rutschen findet in einer Größenordnung von ein paar Zentimetern statt und die Verbindungsstelle liegt sichtbar und

zugänglich oberhalb des Wasserspiegels. Die Frage, die im Raum steht, ist aber: Wenn das jetzt schon anfängt zu rutschen, wird es dann noch schlimmer? Und was mache ich dann und wie kriegen wir wieder einen stabilen Zustand?

Wie könnte das gehen?

Man muss an die Stahlkonstruktion ran – und Sie wissen ja, wie schwer das offshore ist. Da muss man mit einer Mannschaft raus. Hilfskonstruktionen müssen an Land vorbereitet werden. Man muss die Anlagen ausschalten, wenn man arbeitet. Man muss dann an den entsprechenden Stellen den Korrosionsschutz wegschleifen und man muss schweißen. Hinterher muss der Korrosionsschutz wieder aufgebracht werden. Das Schweißen muss sehr sorgfältig vorbereitet und ausgeführt werden. Da muss man also gute und versierte Leute haben. Sonst macht man alles schlimmer. Wenn man es fachmännisch macht, kann man da sicher etwas erreichen. Wichtig ist aber, dass man die Reparaturvarianten hinsichtlich der Dauerhaftigkeit gegeneinander abwägt, denn die Anlagen sollen ja noch eine ganze Weile Strom erzeugen.

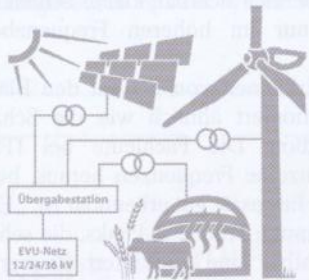
 Das Gespräch führte Katharina Wolf.

Fundamente rutschen

(kw) Es könnte teuer werden. Nach den bereits diagnostizierten Rutschungen an Fundamenten in den Windparks Egmond aan Zee, Gunfleet Sands, Horns Rev 2 und Burbo Bank nehmen die Betreiber Vattenfall, Dong und E.on jetzt alle Windparks mit Monopiles unter die Lupe. Bei Dong sind an 165 Turbinen Rutschungen aufgetreten, der Konzern rechnet mit Sanierungskosten von 13 bis 14 Millionen Euro für alle Konverter. Vattenfall will keine konkreten Zahlen nennen, spricht aber eine „einigen“. Noch seien die Untersuchungen in den Parks Horns Rev 1, Kentish Flats und Thanet nicht abgeschlossen, daher könne auch keine Aussage über mögliche Kosten gemacht werden. Auch E.on hat mit Untersuchungen seiner Monopile-Windparks Scroby Sands, Robin Rigg, Roedsand 1 und Roedsand 2 (im Bau) begonnen. Ergebnisse stünden noch aus. Insgesamt stehen nach Angaben der Europäischen Windenergievereinigung EWEA allein in Großbritannien mehr als 1.000 Windturbinen auf Monopiles im Meer.

Technologie mit Zukunft

- Netzanschlusstechnik für regenerative Energien
- Mittelspannungsanlagen 12/24/36 KV typegeprüft
- Stationsgebäude - Energiekabelsysteme
- Niederspannungstechnik



Isoblock
Schaltanlagen

Anton-Storch-Straße 17
49080 Osnabrück

Tel. 0541/95909-0
Fax 0541/95909-50

info@isoblock.de
www.isoblock.de

Erneuerbare Energien –
sauber, unerschöpflich, wirtschaftlich

WindStrom
Unternehmensgruppe

WindStrom
Unternehmensgruppe

WindStrom Betriebs- und Verwaltungs GmbH

- Technische Betriebsführung:
Fernüberwachung 365 d/a, Hotline Leitwarte
Inspektionen vor Ort
- Dienstleistungen:
Videoendoskopie
Unwucht- und Blattwinkelmessungen an Rotorblättern
- Kaufmännische Betriebsführung:
Vertragsverfolgung, Finanzbuchhaltung
Abwicklung des Zahlungsverkehrs

Am Torfstich 11
31234 Edemissen
Fon: 0 51 76/92 04-0
Fax: 0 51 76/92 04-10
info@windstrom.de
www.windstrom.de

We keep your drive running!

GfM

Der **peakanalyzer**
erkennt Schäden an
- Hauptlagern,
- Getrieben und
- Generatorlagern
und hilft so, Folgeschäden und
Anlagenausfälle zu vermeiden.

GfM Gesellschaft für Maschinendiagnose mbH
Wuppener Straße 325, Haus 40, 12555 Berlin
Tel. 030 / 6576 2905
www.maschinendiagnose.de

DEUTSCHE WINDTECHNIK
ROTOR + TURM

Full-Service-Partner für
Ihre Windenergieanlagen



- Rotorblattservice
- unabhängige Sachverständigengutachten
- Fundament- und Turmabdichtungen
- Messtechnik
- Sicherheitsüberprüfungen

Deutsche Windtechnik
Rotor + Turm GmbH & Co. KG
Hüttenstraße 20a
28237 Bremen
Tel +49 (0) 421 - 62677-0
Fax +49 (0) 421 - 62677-11
post@deutsche-rtts.de
www.deutsche-rtts.de