

# Die Offshore-Windenergie – eine Herausforderung für den Stahlbau

Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann; Dipl.-Ing. Patric Kleineidam  
Institut für Stahlbau; Universität Hannover  
Appelstraße 9A; 30167 Hannover  
[www.stahlbau.uni-hannover.de](http://www.stahlbau.uni-hannover.de)

## 1 Situation der Windenergie

Deutschland ist Weltmeister in der Erzeugung von Strom aus Wind. Im Jahre 2002 wurde die Marke von 10000 MW installierter Leistung überschritten, davon wurden mehr als 2600 MW allein im Jahr 2001 installiert, siehe Abb. 1. Insgesamt drehen sich in Deutschland etwa 12000 Windenergieanlagen (WEA) mit sehr unterschiedlichen Nennleistungen. Sie werden im Jahr 2002 knapp 4% des deutschen Strombedarfs erzeugen, wobei der Anteil in den Küstenländern bis zu 25% (Schleswig-Holstein) beträgt.

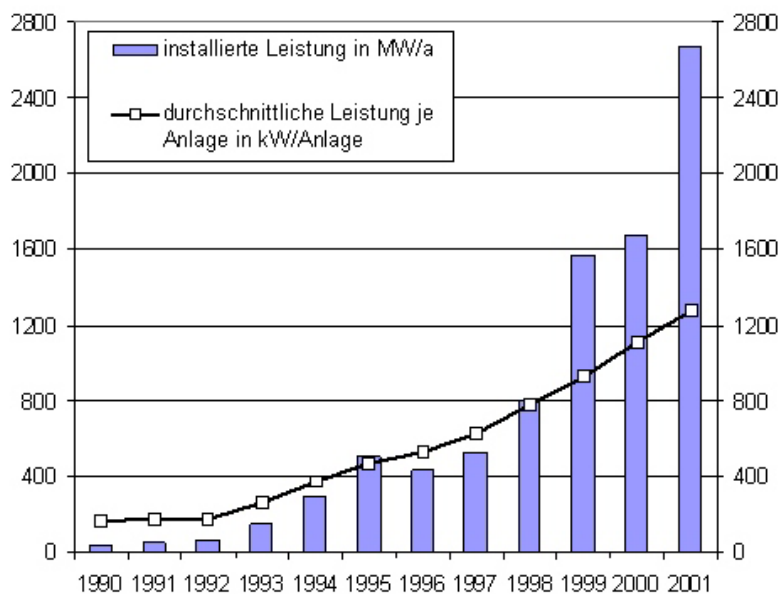


Abb. 1: Entwicklung der installierten Leistung pro Jahr und der durchschnittlichen Leistung pro Anlage in Deutschland, Quelle: DEWI [5]

Die Geschichte der Stromerzeugung aus Wind ist jung und niemand hat sich die in den letzten 15 Jahren vollzogene Entwicklung jemals vorstellen können. So hat auch die Bauindustrie bis in die späten 90er Jahre diesen Markt noch nicht richtig ernst genommen. Noch vor 10 Jahren betrug die durchschnittliche Leistung der Windenergieanlagen (WEA) nur etwa 250 kW (vgl. Abb. 1). Das sind lediglich 10 Prozent der Leistung der größten Anlagen, die heute auf deutschen Standorten gebaut werden.

Der stürmische Aufschwung der Windenergie-Nutzung in den letzten Jahren ist vor allem eine Folge des seit 1991 geltenden Stromeinspeisegesetzes (heute EEG). Dieses verpflichtet die Energiekonzerne dazu, den aus Windenergie

erzeugten Strom in ihre Versorgungsnetze einzuspeisen und mit derzeit 9,1 Cent/kWh zu vergüten. Dem Beispiel dieser gesetzlichen Regelung folgen inzwischen viele andere Länder - wie Frankreich, Griechenland oder Brasilien.

Die Pläne für die Zukunft sind gewaltig. In Nord- und Ostsee sollen in den kommenden Jahrzehnten gigantische Windparks entstehen, deren gesamte installierte Leistung nach Schätzungen des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) bis zu 25000 MW betragen soll [1]. Die Größe der einzelnen Anlage muss dabei 3 bis 5 MW erreichen, um die Investitionen für die baulichen Maßnahmen in ca. 30 m Wassertiefe und den Netzanschluss weit vor der Küste außerhalb der 12-Seemeilen-Zone - der sogenannten Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) - rentabel zu machen. Beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) in Hamburg liegen Anträge von Projektierern mit einer Gesamtleistung von 60000 MW vor. An welchen Standorten die Errichtung von Windenergie-Anlagen genehmigt wird, wird die Zukunft zeigen. Für die Pilotphase im bisher einzigen genehmigten Windpark "Borkum West" sollen 45 km nördlich von Borkum im Jahre 2004 zunächst 12 Rotoren aufgestellt und über ein Seekabel an das Stromnetz in Niedersachsen angeschlossen werden.

Erfahrungen beim Bau von Offshore-Windparks liegen bisher lediglich in geringem Umfang in Dänemark, Schweden, Großbritannien und den Niederlanden vor. Diese Standorte liegen jedoch alle küstennah und in Wassertiefen von höchstens 10 m. Der Bau des ersten größeren Windparks "Horns Rev" in der Nordsee 14 km vor der dänischen Westküste in bis zu 15 m tiefem Wasser hat im April 2002 begonnen. Hier werden mit sogenannten Monopile-Gründungen 80 Anlagen mit je 2 MW Nennleistung errichtet.



Abb. 2 Windpark Utgrunden

## 2 Entwicklung der Tragstruktur

Als Tragturm für WEA auf dem Festland hatte sich bis zum Erreichen der Megawattklasse überwiegend der stählerne Vollwandturm durchgesetzt. Diese Bauweise, verbunden mit einem massiven Fundamentkörper als Flach- oder Tiefgründung, stellte fast 10 Jahre lang das Optimum von Sicherheit und Wirtschaftlichkeit dar. Nur vorübergehend bei vergleichsweise kleinen Anlagen mit Turmhöhen bis etwa 40 m kamen ein- bis zweiteilige vorgespannte Schleuderbetonmaste mit sofortigem Verbund zum Einsatz. Das Vordringen in die Megawattklasse bedingte für den Tragturm immer höhere Lasten und größere Höhen. Zu beachten sind dabei insbesondere die Anforderungen an die Eigendynamik der Turmkonstruktion, die auf die sich drehenden Rotorblätter in Bezug auf die Eigenfrequenz abgestimmt sein muss. Eine statistische Auswertung von 68 Windenergieanlagen der Megawattklasse (s. Abb. 3) ergab, dass das auf Nabenhöhe und Nennleistung bezogene Turmgewicht bei Stahlrohtürmen etwa bei 1 t/m/MW liegt. Dabei nimmt das bezogene Gewicht mit zunehmender Leistung geringfügig ab. Der Stahlurm einer 2 MW-Anlage mit 100 m Nabenhöhe wiegt also um 200 t.

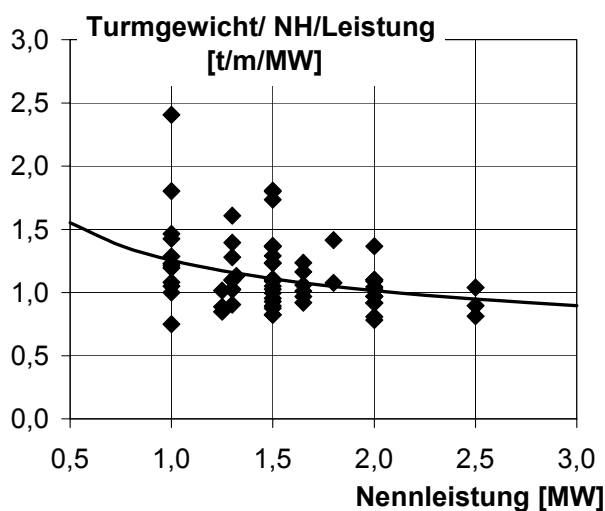


Abb. 3 Bezogene Gewichte der Stahlrohtürme von 68 Windenergieanlagen der MW-Klasse;  
Datenquelle: Windkraftanlagenmarkt 2002

Der stählerne Vollwandturm stößt bei größeren Abmessungen an seine Grenzen, weil die Turmsegmente am Turmfuß größere Durchmesser haben müssen als üblicherweise auf unseren Straßen transportiert werden können. Die lichte Durchfahrthöhe der Straßenbrücken von 4,50 m setzt die Grenzen. Für die großen Anlagen wurden daher alternative Turmkonzepte gesucht. Der Stahlbau hat den Gittermast für die WEA wiederentdeckt. Die höchsten zurzeit in Deutschland aufgestellten WEA-Türme sind in dieser Bauweise ausgeführt worden. Der Massivbau hatte schon für den 1991 in Wilhelmshaven erbauten Aeolus II mit 3 MW Nennleistung einen 92 m hohen Spannbetonturm gestellt. Dieser wurde mit Gleitschalung gebaut. In jüngerer Zeit sind sogenannte Hybridtürme entstanden, deren wesentlicher Teil aus Spannbeton besteht, auf den ein oberer

Teil mit ca. 10 m Länge aus Stahl aufgesetzt wird. Bei den Spannbetontürmen konkurrieren zwei stetig weiterentwickelte Bauverfahren. Zum einen werden Türme in Ortbeton mit ausgefeilter Kletterschalungstechnik ausgeführt und zum anderen Türme mit Betonfertigteilstegmente, die nachträglich mit Spanngliedern verspannt werden. Die jüngste Entwicklung sind Spannbetontürme mit externer Vorspannung auf der Turminnenseite.

Windenergieanlagen auf dem Festland sind im Sinne der deutschen Bauordnung bauliche Anlagen. Für die baustatische Nachweise und die Genehmigung gelten daher die bekannten Grundsätze. Die aktuelle Richtlinie für WEA im Bereich der deutschen Bauaufsicht ist die „Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ des DIBt [2]. Diese Richtlinie wird zurzeit überarbeitet und dabei an den technischen Entwicklungsstand und an die europäische Normung IEC 61400-1 [4] angepasst. Der Erstverfasser ist als Mitglied des Richtlinienausschusses an der Weiterentwicklung der Richtlinie maßgeblich beteiligt. Die Besonderheit bei WEA gegenüber sonstigen baulichen Anlagen besteht darin, dass die Beanspruchungen der Tragstruktur für jeden Anlagentyp individuell mit Hilfe von Simulationsrechnungen ermittelt werden. Die Prüfung dieser Lastberechnungen und der Sicherheit des maschinentechnischen Teils erfolgt durch Sachverständige. WEA werden in großen Stückzahlen hergestellt. Die Hersteller nutzen daher die Möglichkeit, über Typengenehmigungen bei der oberen Bauaufsicht den Genehmigungsakt am einzelnen Standort zu vereinfachen.

Für Offshore-WEA in der Ausschließlichen Wirtschaftszone liegt die Genehmigung im Zuständigkeitsbereich des BSH. Das technische Regelwerk, das diesen Genehmigungen insbesondere hinsichtlich der Standsicherheit zugrunde gelegt werden wird, ist noch in der Entstehung. Es ist zu erwarten, dass grundlegende Daten zur Ermittlung der Einwirkungen auf die Konstruktion projektbezogen durch die Beteiligten festzulegen sind. Diese Festlegungen betreffen zusätzlich zu den bereits erwähnten Einwirkungen aus der Maschine auch die Einwirkungen aus dem Seegang und die Bodenverhältnisse. Die endgültige Dimensionierung der Tragstrukturen ist daher ohne Kenntnis der standortbezogenen Daten nicht durchführbar.

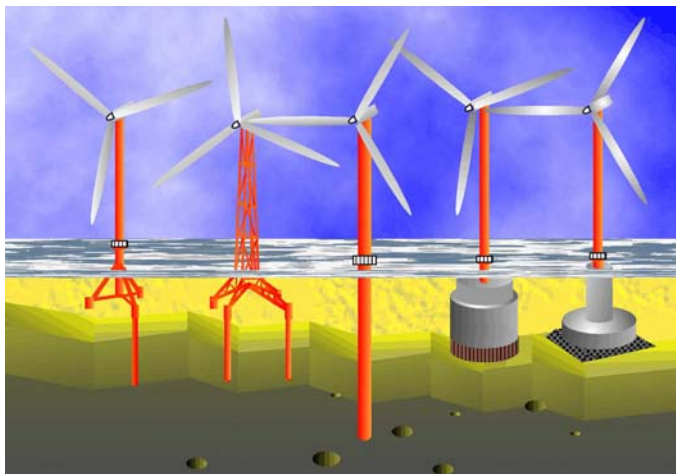


Abb. 4: Gründungskonzepte für Offshore-WEA  
© GIGAWIND

Im Offshorebereich gilt die Beschränkung des Durchmessers für den stählernen Vollwandturm nicht, wenn die Produktion dieser Konstruktionen direkt an Küstenstandorten stattfindet. Die wirtschaftlichste Konstruktion für Offshore-WEA ist noch nicht gefunden, mögliche Fundamentkonzepte sind in Abb. 4 dargestellt. Die zuletzt gebauten Offshore-Windparks weisen überwiegend Monopile- (Abb. 4, Mitte) in einem Fall auch Schwerefundamenten (Abb. 4 rechts) auf; siehe auch [11]. Es ist jedoch schon absehbar, dass es nicht nur eine Konstruktionsvariante geben wird. Zu unterschiedlich sind die Randbedingungen wie Anlagengröße, Wassertiefe, Bodenverhältnisse und Standort (Nord- oder Ostsee), um nur einige

der maßgebenden Parameter zu nennen (s. auch [12]). Diesem Themenkreis widmet sich ein Forschungsprojekt des Bundeswirtschaftsministeriums, an dem vier Institute in der Arbeitsgruppe GIGAWIND an der Universität Hannover arbeiten.

### 3 Anforderungen an Offshore-Tragstrukturen

#### 3.1 Allgemeines

Türme von Windenergieanlagen sind die Tragkonstruktionen der Maschinen, bestehend aus Rotor, Generator und weiteren Komponenten. Die Aufgabe des Turmes ist es, sämtliche Reaktionskräfte der Maschine aufzunehmen und weiterzuleiten. Die Dominanz der Maschine führt dazu, dass die Beanspruchungen von Türmen von Windenergieanlagen sich deutlich von denen anderer Türme, z.B. bei Schornsteinen und Antennen, unterscheiden. Es treten sehr hohe dynamische Beanspruchungen mit Lastwechselzahlen von über  $10^9$  auf, die jenseits des üblichen Erfahrungsbereiches liegen. Bauteile mit Lastwechselzahlen in dieser Größenordnung entziehen sich auch weitgehend der experimentellen Erforschung im Labor. Zusätzlich führen bestimmte konstruktive Anforderungen an die Schlankheit und die erforderlichen Öffnungen zu Weiterentwicklungen bei bestimmten Tragsicherheitsnachweisen.

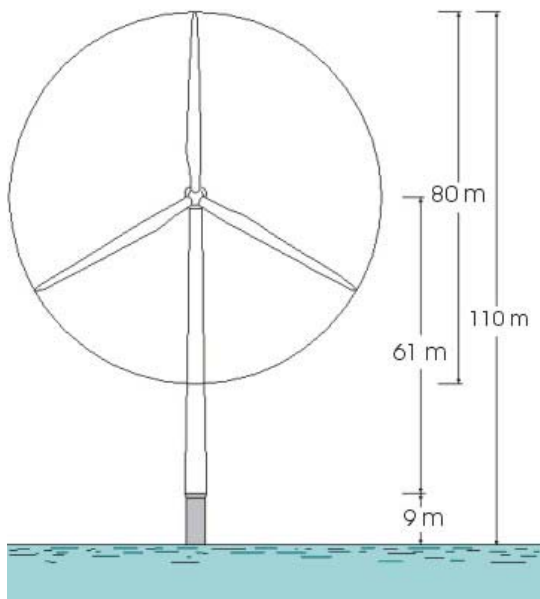


Abb. 5 Abmessungen der WEA im dänischen Horns Rev  
[www.hornsrev.dk](http://www.hornsrev.dk)

Bei dem in diesem Jahr errichteten Offshore-Windpark „Horns Rev“ ähnelt der Tragwerksentwurf noch sehr stark dem von Onshore-WEA. Der wesentliche Unterschied besteht in der Gründung, die aus einem geramnten Monopile-Rohrstück von etwa 4 m Durchmesser und 50 mm Wanddicke besteht, und in dem anschließenden Übergangsstück, das mit einer sogenannten „Grouted joint“-Verbindung mit dem geramnten Rohr verbunden wird. Dabei handelt es sich um eine spezielle Verbindung zweier Stahlrohre, die mit definierter Fuge ineinander gesteckt werden und deren Zwischenraum mit Feinbeton bzw. Mörtel verfüllt wird. Der restliche Turm wird traditionell mit zwei Rohrsegmenten aufgebaut, die mit Ringflanschverbindungen verschraubt werden.

Es liegt auf der Hand, dass für die Montage der Tragstrukturen besondere Montageschiffe und Hubinseln zum Einsatz kommen. Die widrigen Bedingungen auf der „maritimen Baustelle“ stellen darüber hinaus besondere Anforderungen an die Arbeitssicherheit und Logistik.

Im Folgenden werden einige besondere Aspekte der Standsicherheit und speziell des Nachweises gegen Werkstoffermüdung angesprochen.

#### 3.2 Dynamische Beanspruchungen

Wie bereits erwähnt, sind Windenergieanlagen besonders hohen dynamischen Beanspruchungen ausgesetzt, die bei Landanlagen vor allem durch die Turbulenz des Windes und den Betrieb des Generators verursacht werden. Bei den Offshore-Anlagen treten zusätzlich dynamische Beanspruchungen aus dem ständig vorhandenen unregelmäßigem Seegang auf. Die Kombination dieser unterschiedlichen Beanspruchungen stellt eine besondere Herausforderung bei der Auslegung der Offshore-WEA dar. Eine Windenergieanlage stellt ein schwach gedämpftes mechanisches System dar, vor allem wenn Stahltürme betrachtet werden. Nennenswerte Beiträge zur Dämpfung liefert im Betriebszustand der sich drehende Rotor als aerodynamische Dämpfung; siehe dazu z.B. [8]. Bei schwach gedämpften Systemen wird eine dynamische, frequenzabhängige Last in der Nähe der Eigenfrequenz des Systems zu einer dynamisch erhöhten Beanspruchung führen. Aus diesem Grund ist die Betrachtung der Eigenfrequenz einer WEA-Struktur ein wichtiger Bestandteil der Analyse. Für eine allgemeine Betrachtung ist vor allem die Abhängigkeit der Eigenfrequenz von weiteren Parametern interessant, um unterschiedliche Strukturen zu bewerten.

Im Rahmen des GIGAWIND-Projektes wurden daher am Institut für Stahlbau unter anderem Parameterstudien zu den Einflüssen auf die Eigenfrequenzen von Monopile-Gründungen und sogenannte Tripod-Gründungen (Abb. 4 links) untersucht. In Abb. 6 wird beispielhaft die Abhängigkeit der ersten

beiden Eigenfrequenzen eines Tripod-Fundamentes von der angesetzten vertikalen Bodenfeder dargestellt. Die horizontalen Bodeneigenschaften wirken sich in einem sehr viel geringerem Maße aus, ebenfalls haben die Steifigkeiten der Tripod-Beine gegenüber der Steifigkeit des Tragturmes einen untergeordneten Einfluss. Die dargestellten Untersuchungen basieren auf einer Vorstudie für eine 5-MW-Anlage in einer Wassertiefe von etwa 30 m. Angesetzt sind die Umweltbedingungen, die am Standort des Windparks „Borkum-West“ zu erwarten sind.

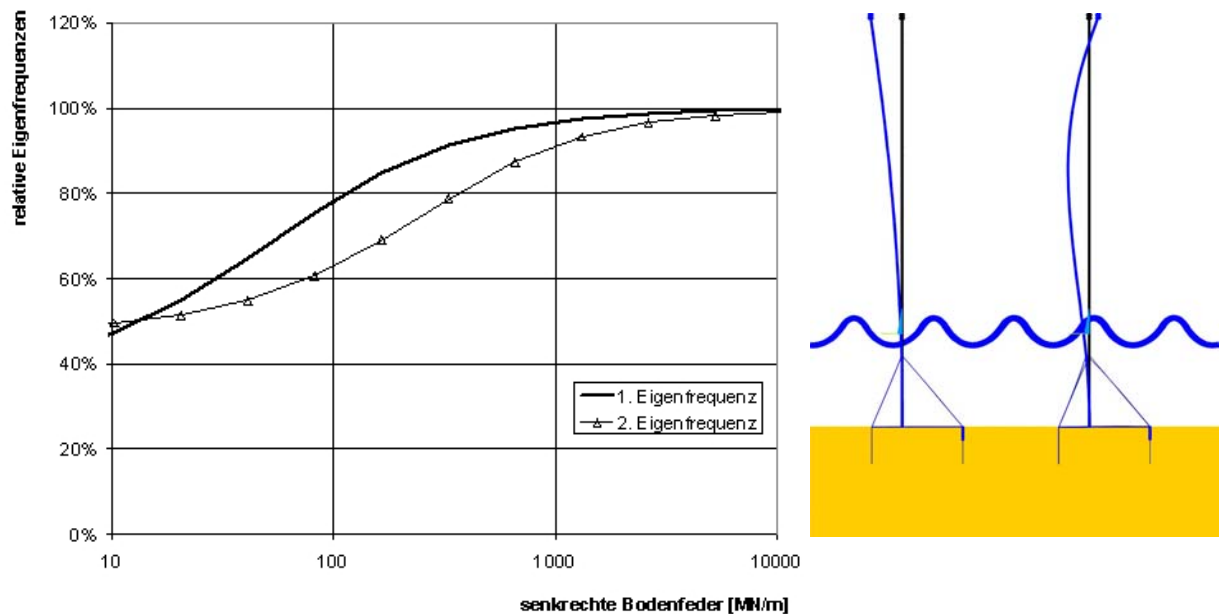


Abb. 6: Einfluss der vertikalen Bodenfeder auf die ersten Eigenfrequenzen einer Tripod-Gründung [14], Darstellung der zugehörigen Eigenformen

### 3.3 Ermüdungsfestigkeit

Die Frage der ausreichenden Betriebsfestigkeit ist verbunden mit den beiden Teilfragen, welche Beanspruchungen während der Lebensdauer der Windenergieanlage auftreten und wie für diese Beanspruchung die Ermüdung der einzelnen Details der Konstruktion zu bewerten ist. Die Beanspruchungen im Zeitverlauf ergeben sich aus der unregelmäßigen Einwirkung aus dem Wind auf den Rotor, die über den maschinentechnischen Teil der Anlage an den Turm weitergegeben wird, und den Wellenlasten. Die Lasten aus dem Anlagenbetrieb werden maßgeblich durch die Steuerung der Anlage beeinflusst, die z.B. die Rotorblätter ausrichtet um eine bessere Windausnutzung zu erreichen. Ebenfalls ist das Verhältnis der Drehzahl zu der Turmeigenfrequenz entscheidend. Ein Betrieb der Anlage ist nach [2] nicht zulässig, wenn die Eigenfrequenz des Turmes im Bereich der Frequenz der Rotordrehzahl oder in der Blattdurchgangsfrequenz liegt. Untersuchungen zu den einzelnen Einflüssen werden z.B. von Lange [10] diskutiert. Ein Schwerpunkt des GIGAWIND-Projektes an der Universität Hannover ist die Bestimmung der Ermüdungsbeanspruchung aus den Wellenlasten [15]. Dazu sind aus ortsbezogenen Wellenstatistiken über geeignete Wellentheorien mit dem Morison-Ansatz die Beanspruchungen der Tragstruktur zu ermitteln. Die Stochastik der Wellenbeanspruchung wird aus Einwirkungs-Zeitreihen in Beanspruchungskollektive der Tragstruktur überführt. Für die Berechnung der mechanischen Struktur selbst wird Standard-Software (ANSYS) verwendet, wobei die Einwirkungen über speziell entwickelte Interfaces zugeordnet werden.

Türme von Windenergieanlagen werden in den meisten Fällen als Stahlrohrtürme hergestellt. Diese Rohrtürme werden in einzelnen Abschnitten im Werk vorgefertigt, auf die Baustelle gebracht und dort montiert. Zur Herstellung dieser Montageverbindung werden üblicherweise Ringflanschverbindungen mit innenliegenden Flanschen eingesetzt. Die Ermüdungsbeanspruchung in den Schrauben dieser Ringflanschverbindungen ist in den letzten Jahren Gegenstand intensiver Forschungsarbeiten (s. dazu [13],[16] und [17]).

In den üblichen Berechnungsansätzen wird der Ringflansch auf ein Segment reduziert (s. Abb. 7). Die weiteren Untersuchungen werden an diesem Segment durchgeführt. Die Biegebeanspruchung im Turm erzeugt wechselnde Zug-/Druckbeanspruchung an dem am Flanschsegment angeschlossenen

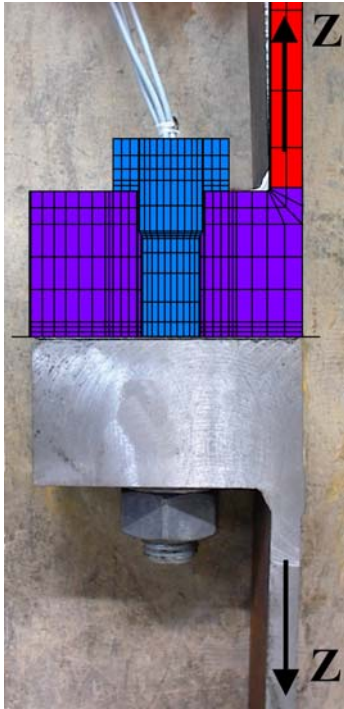


Abb. 7: FE-Modell und Flanschsegment

Blech. Die Beanspruchung in der Schraube ist von der Höhe der Beanspruchung im Blech abhängig. Der Zusammenhang ist nicht-linear, da der Druckkontakt zwischen den Flanschflächen mit zunehmender Zugkraft im Blech abgebaut wird und die Verbindung zu klaffen beginnt. Die geometrischen Verhältnisse des Flansches und die in der Schraube vorhandene Vorspannkraft wirken sich auf den Verlauf aus.

Zur Untersuchung dieser Zusammenhänge wurde am Institut für Stahlbau ein Forschungsprojekt durchgeführt, bei dem sowohl Versuche an Segmenten im Labor durchgeführt als auch mit Dehnungsmessstreifen versehene Messschrauben in Türme von Windenergieanlagen eingebaut worden sind. Die gemessenen Ergebnisse wurden mit Ergebnissen von FE-Berechnungen verglichen [18]. Auf Grundlage der Untersuchungen wurde von Seidel ein analytisches Berechnungsverfahren für Ringflanschverbindungen entwickelt, das in [17] beschrieben ist.

In einem Forschungsvorhaben an der Universität Essen wurden großmaßstäbliche Versuche an vollständigen Ringflanschen durchgeführt. Schmidt und Jakubowski haben besonders den Einfluss der Imperfektionen auf die Ermüdungsbeanspruchungen untersucht und festgestellt, dass sich besonders ungünstig rohrrseitige Klaffungen auswirken, die nur auf einem begrenzten Teil des Umfangs im Zugbereich der Rohrbiegung vorhanden sind, siehe [14].

Die großen Beanspruchungen, die bei den neu entwickelten WEA auftreten und weiterhin für die Entwicklungen der Offshore-WEA zu erwarten sind, führen zu Flanschdicken über 100 mm verbunden mit hochfesten Schrauben bis M42; größere Schrauben werden diskutiert. Die Ermüdungsfestigkeit derart massiver Flansche in Verbindung mit Schrauben in der angegebenen Größenordnung ist Gegenstand zukünftiger Forschungsaktivitäten.

#### 4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Windenergie ist für den deutschen Stahlbau in den letzten Jahren ein bedeutender Markt geworden, der sich gegenwärtig auf wachsende Nachfrage vorbereitet und sich im Gegensatz zu vielen anderen Baubereichen auch noch in einer befriedigenden Preissituation befindet. Die Optionen der Offshore-Windenergie in der deutschen Nord- und Ostsee bieten ein verheißungsvolles Zukunftsszenario.

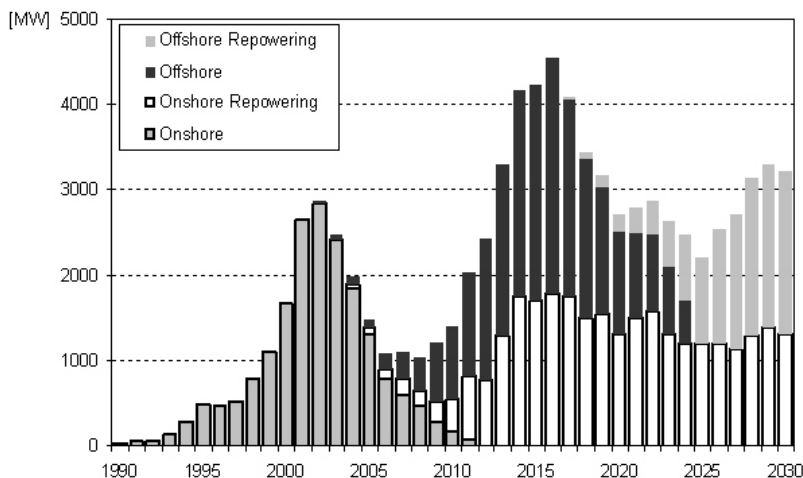


Abb. 8: Entwicklung der jährlich neu installierten Leistung von WEA bis 2001 in Deutschland und Prognose bis 2030 Quelle: DEWI [1]

Die Perspektive der Offshore-Windenergienutzung, die sich zur Zeit entwickelt und in den nächsten Jahren verstärken kann, stellt neben dem sogenannten „Repowering“, das bedeutet das Ersetzen von älteren leistungsschwächeren Anlagen durch Anlagen der aktuellen Leistungsgrößen, einen bedeutendes Potential dar. Nach einer Prognose des DEWI [1] (s. Abb. 8), kann nach einer Abschwächungsphase zwischen 2005 und 2010 mit einer jährlich neu installierten Leistung zwischen 2000 und

3000 MW bis 2030 gerechnet werden. Mit den Angaben aus Abb. 3 lässt sich für Onshore-Anlagen eine erforderliche Stahlmenge von ca. 80 t/MW als untere Grenze ermitteln. Für die Tragstrukturen der WEA am Offshore-Standort „Hornsrev“ mit 160 MW wurden 180 t/MW oder insgesamt fast 30.000 t Stahlkonstruktion verbaut. Das belegt, dass Offshore-Türme im Vergleich zu Onshore-WEA mehr als die doppelte Menge an Stahlkonstruktion pro MW erfordern. Bei diesen Betrachtungen sind die stählernen Unterkonstruktionen des Maschinenhauses und weitere sekundäre Ausstattungselemente noch nicht mit angesetzt worden.

Das Stahlgewicht der Tragstrukturen für Offshore-WEA ist von vielen Faktoren, wie der Wassertiefe, den Bodeneigenschaften, der Anlagengröße und –höhe, abhängig. Für Offshore-WEA in größeren Wassertiefen ist mit im Verhältnis zur Anlagenleistung höheren Konstruktionsgewichten zu rechnen. Für den Stahlbau ergibt sich dadurch eine große Perspektive für die kommenden Jahre. Voraussetzung für eine solche Entwicklung ist, dass die ehrgeizigen Offshore-Pläne in den nächsten Jahren tatsächlich umgesetzt werden und dass der deutsche Stahlbau sich in diesem Markt behauptet. Dazu sind bereits heute die Vorbereitungen zu treffen, denn anders als z.B. in Dänemark verfügen deutsche Stahlbauer nicht über Erfahrungen bei der Umsetzung der Offshore-Projekte.

Die technischen Herausforderungen auf diesem Gebiet sind vielfältig. Einige spezielle Themen, die Entwurf und Bemessung betreffen, werden zurzeit in verschiedenen Forschungsvorhaben untersucht. Weitere Themen wie neue Fertigungstechnologien zur rationellen Herstellung von Rohrknoten und die Entwicklung ausreichender küstennaher Fertigungskapazitäten seien hier angeführt. Um den sich öffnenden Markt für den Stahlbau zu erschließen, sind allerdings noch weitere Anstrengungen erforderlich, um die zu erwartenden Anforderungen im Hinblick auf die internationale Konkurrenzsituation erfüllen zu können.

## 5 Literatur

- [1] DEWI [Hrsg.]: WindEnergy-Studie 2002. Studie verfügbar unter: <http://www.hamburg-messe.de/wind>.
- [2] DIBt [Hrsg.]: Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. 1993 Berlin.
- [3] DIN 18800 „Stahlbauten – Bemessung und Konstruktion“, Ausgabe November 1990.
- [4] DIN V ENV 61400-1: Windenergieanlagen - Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1994). Juli 1996.
- [5] Ender, C.: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2001. DEWI-Magazin 20 Februar 2002, S. 13-27.
- [6] Germanischer Lloyd [Hrsg.]: Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen. 1999 Hamburg.
- [7] Johnsen, B.: Windkraftanlagenmarkt 2002. Hannover: Sun Media 2002.
- [8] Kaiser, K.: Luftkraftverursachte Steifigkeits- und Dämpfungsmatrizen von Windturbinen und ihr Einfluß auf das Stabilitätsverhalten. Diss. TU Berlin. Fortschr.-Ber. VDI Reihe 11 Nr. 294. Düsseldorf: VDI Verlag 2000.
- [9] Koenemann, D.: Windenergie-Weltmarkt: Bilanz 2001. Sonne Wind & Wärme 06-2002, S. 100-103.
- [10] Lange, H.: Ermüdungsbeanspruchung stählerner Rohrtürme von Windenergieanlagen an Binnenlandstandorten. Diss. Universität Essen 2002.
- [11] Schaumann, P.; Kleineidam, P.: Zur Konzeption der Tragkonstruktionen von Offshore-Windenergieanlagen. Erneuerbare Energien 07/2001, S. 32-35.
- [12] Schaumann, P.; Kleineidam, P.: Support Structures of OWECs in a Water Depth of about 30 m. Special Topic Conference, Brussels, 10-12 December 2001.
- [13] Schaumann, P.; Kleineidam, P.; Seidel, M.: Zur FE-Modellierung von zugbeanspruchten Schraubenverbindungen. Stahlbau 70 (2001), S. 73-84.
- [14] Schaumann, P.; Kleineidam, P.: Support Structures and Foundation Concepts for OWECs, World Wind Energy Conference and Exhibition, Berlin, 4-8 July 2002

- [15] Schaumann, P.; Kleineidam, P.: Einflüsse auf die Ermüdung der Tragstruktur von Offshore-WEA. Symposium Offshore-Windenergie Bau- und umwelttechnische Aspekte (GIGAWIND), 9. September 2002, Hannover
- [16] Schmidt, H.; Jakubowski, A.: Ermüdungssicherheit imperfekter vorgespannter Ringflanschstöße in windbeanspruchten turmartigen Stahlbauten. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben DIBt-Gesch.Z.: IV 12-5-16.104-912/99, Dezember 2001.
- [17] Seidel, M.: Zur Bemessung geschraubter Ringflanschverbindungen von Windenergieanlagen. Diss. Universität Hannover, 2001.
- [18] Schaumann, P.; Seidel, M.: Ermüdungsbeanspruchung geschraubter Ringflanschverbindungen bei Windenergieanlagen. Stahlbau 71 (2002), S. 204-211.
- [19] Rehfeldt, K.; Gerdes, G.J.: Internationale Aktivitäten und Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2002, [www.bmu.de/erneuerbare-energien](http://www.bmu.de/erneuerbare-energien)