



## Zur Konzeption der Tragkonstruktionen von Offshore-WEA

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann; Dipl.-Ing. Patric Kleineidam  
Appelstr. 9A; 30167 Hannover  
kleineidam@stahl.uni-hannover.de; <http://www.stahlbau.uni-hannover.de>

### 1. Einleitung

Die Entwicklung der Energieerzeugung aus Wind in Richtung von Offshore-Parks ist die konsequente Weiterentwicklung des rasanten Wachstums der Windenergietechnik in den letzten 20 Jahren. Die Nutzung der gleichmäßigeren und höheren Windgeschwindigkeiten über dem Meer verspricht eine noch höhere Energieausnutzung, allerdings bei deutlich vergrößertem Aufwand für die Erstellung der Tragkonstruktionen, die Montage, die Wartung und den Netzanschluss. Bei der Planung von Offshore-Windparks sind auf der einen Seite viele neue technische Fragestellungen zu bedenken aber auf der anderen Seite müssen auch die Auswirkungen auf die Umwelt berücksichtigt werden. Den bautechnischen Aspekten dieser Fragestellungen widmet sich, gefördert durch das BMWi, seit Ende 2000 die Forschungsgruppe GIGAWIND an der Universität Hannover ([www.gigawind.de](http://www.gigawind.de)), an der vier Institute aus dem Bereich des Bauingenieurwesens (Strömungsmechanik; Dynamik, Schall- und Messtechnik; Stahlbau und Grundbau) beteiligt sind. Am 25. Juni 2001 wurde von der Gruppe das Symposium „Offshore-Windenergie – Bau- und umwelttechnische Aspekte“ in Hannover durchgeführt. Auf dem Symposium wurde zum aktuellen Stand der Technik auf diesem Gebiet sowohl von Vertretern der Hochschule als auch von externen Referenten aus der Wirtschaft vorgetragen. Der Beitrag der Verfasser wird hier in gekürzter Form wiedergegeben.

Die Errichtung von Bauwerken im Meer ist keine neue Entwicklung; Offshore-Konstruktionen haben seit Beginn des 20. Jahrhunderts große Tradition bei Ölplattformen. In größerer Entfernung von der Küste (29 km) wurden Plattformen 1947 aufgestellt. Seitdem wurden für die unterschiedlichen Wassertiefen, Umweltbedingungen und Bodenverhältnisse verschiedene Konstruktionsformen entwickelt und realisiert. Die Erfahrungen und die für diesen Zweck entwickelten Techniken können teilweise im Bereich der Offshore-Windenergie genutzt werden.

### 2. Ausgeführte Offshore-WEA

Die ersten Offshore-Erfahrungen werden mit Windenergieanlagen seit Anfang der 90er Jahre gemacht. Bei Wassertiefen von 5 bis 10 m wurden für die Gründung der Anlage sowohl Schwerkraftfundamente als auch Monopile-Lösungen verwendet. Die Leistung der realisierten Anlagen stieg mit der Leistung der Onshore-WEA an. Die im Jahr 2000 erstellten Anlagen leisten zwischen 1,5 MW und 2 MW. Sie wurden vor Dänemark (Middelgrunden), Schweden (Utgrunden) und Groß-



britannien (Blyth) errichtet (siehe Abbildung 1). Die Anlagen besitzen eine in relativ geringe Wassertiefe und liegen im Vergleich zu den in Nord- und Ostsee geplanten Parks dicht an der Küste.

Vor den deutschen Küsten wurden bisher noch keine Offshore-WEA ausgeführt, allerdings sind einige Windparks in der Nord- und Ostsee in der Planungsphase und in den nächsten Jahren ist mit der Umsetzung der ersten Pilotprojekte zu rechnen. Die Planungen im deutschen Bereich der Nordsee beziehen sich auf Wassertiefen bis zu ca. 30 m und Entfernungen zum Land von bis zu 50 km. Damit werden die Bereiche, für die erste Erfahrungen gemacht worden sind, deutlich überschritten.

Projekt		Utgrunden	Blyth	Middelgrunden
Land		Schweden	England	Dänemark
Hersteller		ENRON	Vestas	Bonus Energy
Nennleistung je Anlage	[MW]	1,5	2	2
Flügelzahl	[-]	3	3	3
Rotordurchmesser	[m]	70,5	66	76
Nabenhöhe	[m]	65	58	64
Anzahl	[-]	7	2	20
Wassertiefe	[m]	7,0-10	ca. 6	4,0-5
Küstenentfernung	[km]	8	1	2
Fundamentausführung		Monopile	Monopile	Schwerkraft

Abbildung 1: Realisierte Offshore-WEA Projekte 2000

### 3. Stahl in Offshoreanwendungen

Wie auch in anderen Offshore-Konstruktionen bieten sich für die Windenergieanlagen Konstruktionen mit zylindrischen Querschnitten an, die dem Wasser einen geringeren Widerstand entgegensetzen als andere mögliche Profilformen. Die Herstellung dieser Rundrohre ist bis zu Wanddicken von 200mm möglich. Längsnahtgeschweißte Rohre lassen sich in größeren Längen nur mit begrenzten Durchmessern und Blechdicken ohne Rundnaht herstellen und kommen daher nicht für die Herstellung von Monopiles für Offshore-WEA in Frage. Bei den dort erforderlichen größeren Durchmessern und Blechdicken sind nur Segmente mit kürzeren Längen möglich und damit mehr Schweißnahtstöße notwendig. Die erforderlichen Grobbleche können in Breiten bis zu 4,5 m geliefert werden [4].

Zur Erleichterung der Herstellung komplexer Knoten von Rohrfachwerkstrukturen sind automatisierte Schneidbrennverfahren entwickelt worden, die eine genaue und schnelle Herstellung der Formen erlauben (siehe z.B. [3]). In der weiteren Entwicklung befinden sich ebenfalls automatisierte Schweißverfahren für diese Knotenkonstruktionen [9], die eine weitere Rationalisierung erwarten lassen.



#### 4. Bemessungs- und Sicherheitskonzepte

Die Belastungen, denen Offshore-WEA hauptsächlich ausgesetzt sind, werden durch Wellen und Wind bestimmt. Zusätzlich können vor allem in der Ostsee noch bedeutende Anteile infolge Eislasten auftreten. Die Problematik des Schiffstoßes wird über gesonderte Risikobetrachtungen zu behandeln sein. Wie bei den Windenergieanlagen an Land sind neben der Bemessung der Tragfähigkeit auf Lastszenarien mit großen Wiederkehrperioden (z.B. 50-Jahres-Welle) besonders die Untersuchungen im dynamischen Bereich von entscheidender Bedeutung. Kombiniert mit den hochdynamischen Beanspruchungen infolge des Anlagenbetriebes aus Windeinwirkung sind die Wechselanregungen aus der Wellenbeanspruchung zu berücksichtigen (siehe z.B. [5]).

Für die Bemessung von Stahlkonstruktionen, die auf dem Meer errichtet werden, können bei Kenntnis der spezifischen Beanspruchungen grundsätzlich die etablierten strukturmechanischen Berechnungsmodelle und Nachweiskonzepte verwendet werden. Zu hinterfragen ist, ob das probabilistische Sicherheitskonzept, das für die typischen Beanspruchungsverhältnisse im Hochbau entwickelt worden ist, auch auf die Verhältnisse bei Offshore-WEA übertragen werden können.

Das Sicherheitsniveau für Hochbauten basiert auf der Vereinbarung, dass der Sicherheitsindex  $\beta$  für einen 50-Jahres Bezugszeitraum  $\beta \geq 3,8$  betragen soll. Aus diesen Überlegungen wurden die Teilsicherheitsbeiwerte in Abhängigkeit der Verteilungen der unterschiedlichen Einwirkungen und die jeweils zu verwendenden Fraktilwerte festgelegt (siehe z.B. [1]). Mit diesem Vorgehen wird eine akzeptierte Versagenswahrscheinlichkeit von  $10^{-6}$  –  $10^{-7}$  pro Jahr und Struktur erreicht. Die akzeptierte Versagenswahrscheinlichkeit ist davon abhängig, ob durch das Versagen der Struktur Menschenleben gefährdet werden, wie im Hochbau der Fall. Soll das Sicherheitskonzept auf Offshore-Windenergieanlagen übertragen werden, so ist festzustellen, dass auf der einen Seite die maßgebenden Einwirkungen eine andere Verteilung haben können, wie zum Beispiel die Wellen im Vergleich zu den Verkehrslasten im Hochbau, und auf der anderen Seite ist das Gefährdungspotenzial für Personen deutlich geringer. Nach Schueller [7] werden in diesem Fall Versagenswahrscheinlichkeiten von  $10^{-3}$  –  $10^{-4}$  pro Jahr und Struktur akzeptiert. Weiterhin liegt auch die erwartete Lebensdauer der Anlagen unter 50 Jahren. Aus diesen Punkten ist zu erkennen, dass für eine wirtschaftliche Bemessung von Offshore-Windenergieanlagen das Sicherheitskonzept, das sich im Hochbau bewährt hat, an die speziellen Verhältnisse angepasst werden muss. Diese Problemstellung ist einer der Untersuchungsschwerpunkte am Institut für Stahlbau im Rahmen des angesprochenen GIGAWIND-Projektes.

#### 5. Bemessungseinflüsse auf Offshore-WEA am Beispiel der Monopile-Gründung

Für Offshore-WEA kommen grundsätzlich unterschiedliche Konstruktionsformen in Frage. Zur Zeit werden Lösungen mit Monopile-Gründung, Schwerkraftfundament sowie aufgelöste Strukturen in



Form von Fachwerken, Tripods und Gittermasten diskutiert. Wie oben beschrieben, wurden in den jüngst ausgeführten Projekten die beiden Varianten Schwerkraftfundament und Monopile-Gründung realisiert. Aus den laufenden Untersuchungen am Institut für Stahlbau werden hier exemplarisch die maßgebenden Einflussgrößen für die Bemessung von Windenergieanlagen mit Monopile-Gründung beschrieben.

Die Monopile-Strukturen werden mit einem räumlichen Balkenmodell idealisiert. Im Bereich der Gründung wird die Lagerung mit linearen Federn beschrieben, die in beiden Achsenrichtungen angesetzt werden. Die Gondel- und Rotormassen werden durch eine konzentrierte Einzelmasse berücksichtigt. Dem Einfluss der mitschwingenden Wassermassen wird in dem numerischen Modell Rechnung getragen.

Als Randbedingungen für die Untersuchungen werden die Umgebungsbedingungen in etwa an geplante Windparkstandorte angepasst. Für die Eigenschaften der Windkraftanlage wird von der momentan aktuellen Seriengröße von ca. 2 MW Nennleistung ausgegangen.

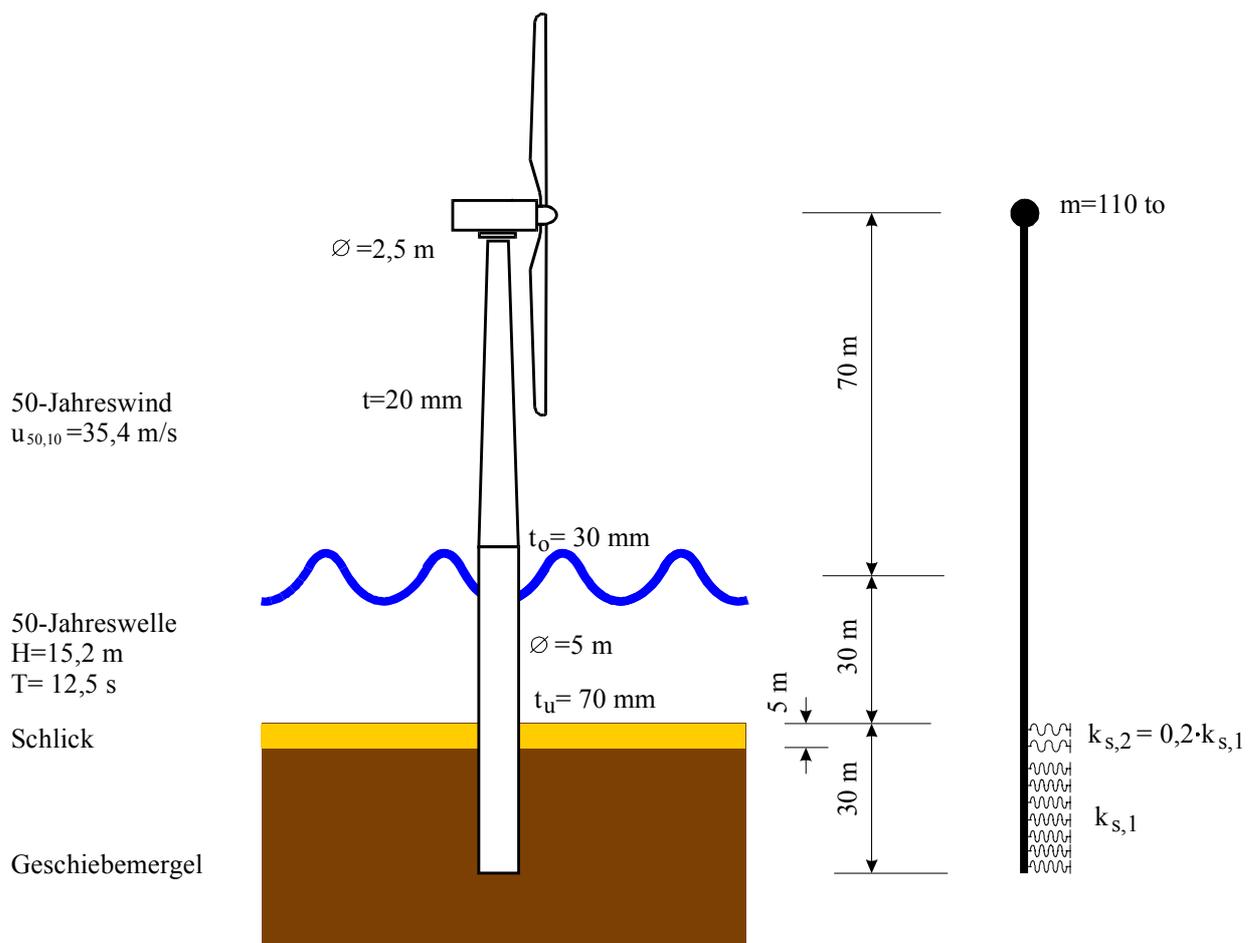


Abbildung 2: Abmessungen einer exemplarisch betrachteten Windenergieanlage und Modellbildung

Bei der Bemessung des Turmes ergab für den maßgebenden Bemessungslastfall nach der GL-Richtlinie für die Zertifizierung von Offshore-Windenergieanlagen [2], dass bei diesen Verhältnissen die Wellenkräfte einen Anteil von etwa 85% der Gesamtbeanspruchung darstellen, während nur



ca. 15% aus den Windkräften resultieren. Die Wellenkräfte wurden mit der Wellentheorie Stokes 3.Ordnung ermittelt, die nach [8] bei den zugrundegelegten Parametern gültig ist.

Das Schwingungsverhalten einer Konstruktion wird maßgeblich durch ihre Eigenfrequenzen gekennzeichnet. Die Eigenfrequenz des Systems beeinflusst die Belastung aus Wind und Wellen, denn Eigenfrequenzen in dem Bereich hoher Wellenenergien oder der anregenden Frequenzen des Betriebes der Windenergieanlage führen zu dynamischen Erhöhungen. Die Eigenschaften des Bodens haben einen deutlichen Einfluss auf die Eigenfrequenzen einer Monopile-Struktur. Für konkrete Bauprojekte müssen die Bodenkennwerte durch Voruntersuchungen festgestellt werden. Zur Darstellung der Abhängigkeit werden hier die Eigenfrequenzen für die untersuchte Struktur bei unterschiedlichen Bettungsziffern ausgewertet. Im oberen Bereich der Gründung (Schlickschicht) wird die Bettungsziffer mit 20% des Wertes der restlichen Gründung angesetzt.

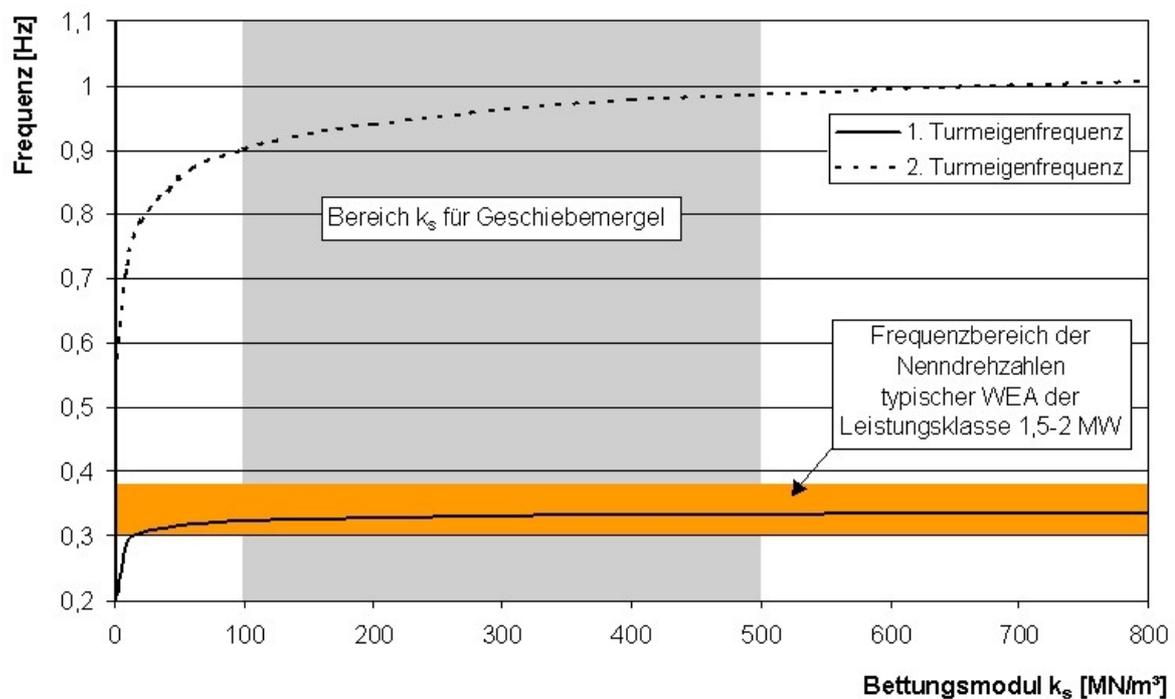


Abbildung 3: 1. und 2. Eigenfrequenz der untersuchten Tragstruktur mit Monopile-Gründung bei unterschiedlichen Bettungsmoduln

In Abbildung 3 ist der Bereich hervorgehoben, in dem der dynamische Bettungsmodul von Geschiebemergel erwartet werden kann. Weiterhin sind die Bereiche der Rotordrehzahlen angegeben, die typischerweise bei Anlagen dieser Größenordnung vorliegen. Die Konstruktion einer Monopile-Gründung führt bei diesen Verhältnissen zu niedrigen Eigenfrequenzen, die in der Größenordnung der zu erwartenden Rotorfrequenzen liegen. Für größere Anlagen (3-5MW) sind geringere Rotordrehzahlen und eventuell größere Turmsteifigkeiten zu erwarten, so dass sich dieser Konfliktpunkt entschärfen könnte. Bei größeren Wassertiefen ist aber von einer weiteren Verringerung der Eigenfrequenzen auszugehen. Liegt die Eigenfrequenz unter der Rotorfrequenz ist bei jedem Start- und



Stopvorgang die Resonanzfrequenz zu durchfahren. Bei drehzahlvariablen Anlagen ist der mögliche Betrieb im Resonanzbereich durch die Anlagensteuerung zu vermeiden. Durch dieses Verhalten könnte der Einsatz von WEA mit Monopile-Gründung auf geringere Wassertiefen begrenzt bleiben. Weitere Gesichtspunkte sind die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der Herstellungstechnologie. Für eine endgültige Beurteilung sind noch weitere Untersuchungen erforderlich.

## 6. Zusammenfassung

Die Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen kann in weiten Bereichen an die Erfahrungen aus dem Plattformbau anknüpfen. Besonders zu hinterfragen ist noch die Anwendung der Sicherheitskonzepte, da eine einfache Anwendung der Konzepte, die für den Hochbau entwickelt worden sind, nicht zu dem anzustrebenden Sicherheitsniveau und der notwendigen Wirtschaftlichkeit führt. Als mögliches Entwurfkonzept wird an einem konkreten Beispiel die Monopile-Gründung vorgestellt. Dies Konzept führt bei größeren Wassertiefen zu sehr weiche Strukturen, deren 1. Eigenfrequenz in der Größenordnung der Frequenz der Rotordrehzahl liegt. Die Untersuchungen legen nahe, dass für große Wassertiefen alternative Konzepte zur Anwendung kommen.

## Literatur:

- [1] DIN [Hrsg.]: Eurocode 3 – Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten – Neue Entwicklungen. Beuth 1999 Berlin.
- [2] Germanischer Lloyd [Hrsg.]: Rules for Regulations; IV – Non-Marine Technology; Part 2 – Offshore Wind Energy; Regulation for the Certification of Offshore Wind Energy Conversion System. 1995 Hamburg.
- [3] Glijnis, P.C.: Developments in Pipe Profiling Technology. In: Puthli, R.; Herion, S.: Tubular Structures IX. Proceedings of the Ninth International Symposium and Euroconference on Tubular Structures (2001) S. 111-116.
- [4] Hubo, R.; Martin, F.; Schröter, F.: Grobbleche für wirtschaftliche Stahlbau- und Offshore-Konstruktionen. Stahl und Eisen 120 (2000), H. 11, S. 101-106.
- [5] Matthies, H. G.; Meyer, M.; Nath, C.: Offshore: Kombination der Lasten von Wind und Wellen. Erneuerbare Energien (2001), H. 3, S. 28-32.
- [6] N-004: Design of Steel Structures. Norsok Standard Dezember 1998 Oslo.
- [7] Schueller, G. I.: Einführung in die Sicherheit und Zuverlässigkeit von Tragwerken. Ernst & Sohn 1981 München.
- [8] Wagner, P.: Meerestechnik. Ernst & Sohn 1990 Berlin.
- [9] Whitehead, A.S. et al.: A study into the fabrication and erection process of SPACES bridge. In: Puthli, R.; Herion, S.: Tubular Structures IX. Proceedings of the Ninth International Symposium and Euroconference on Tubular Structures (2001) S. 65-71.