

## Gründungen für Offshore-Windenergieanlagen

Dr.-Ing. Peter Quast

Grundbauingenieure Steinfeld und Partner GbR, Hamburg

### 1. Einleitung

Mit Beginn der Erschließung von Erdölfeldern in der Nordsee setzte in den 70er Jahren in der deutschen Bauindustrie eine Aufbruchstimmung am Offshore-Markt ein, die leider schnell wieder zum Erliegen kam, da im deutschen Festlandssockel der Nordsee kein Öl gefunden wurde. Nur in der Ostsee wurden Anfang der 80er Jahre die beiden Förderplattformen Schwedeneck-See A und B in der Kieler Bucht vor Damp bei Wassertiefen von 17 m bzw. 25 m errichtet.



Bild 1: Plattform Schwedeneck-See

Im Zuge des geplanten Ausbaues der Windenergie in Deutschland sollen in Zukunft vermehrt Offshore-Windenergieanlagen errichtet werden, so dass auch buchstäblich wieder „frischer Wind“ in dieses Teilgebiet des Offshore-Marktes kommt. Die Dänen und Schweden waren hier schon Vorreiter. Der z. Z. weltgrößte Meereswindpark Horns Rev in der Nordsee vor Dänemark, westlich von Esbjerg, ist vor kurzem ans Netz gegangen.

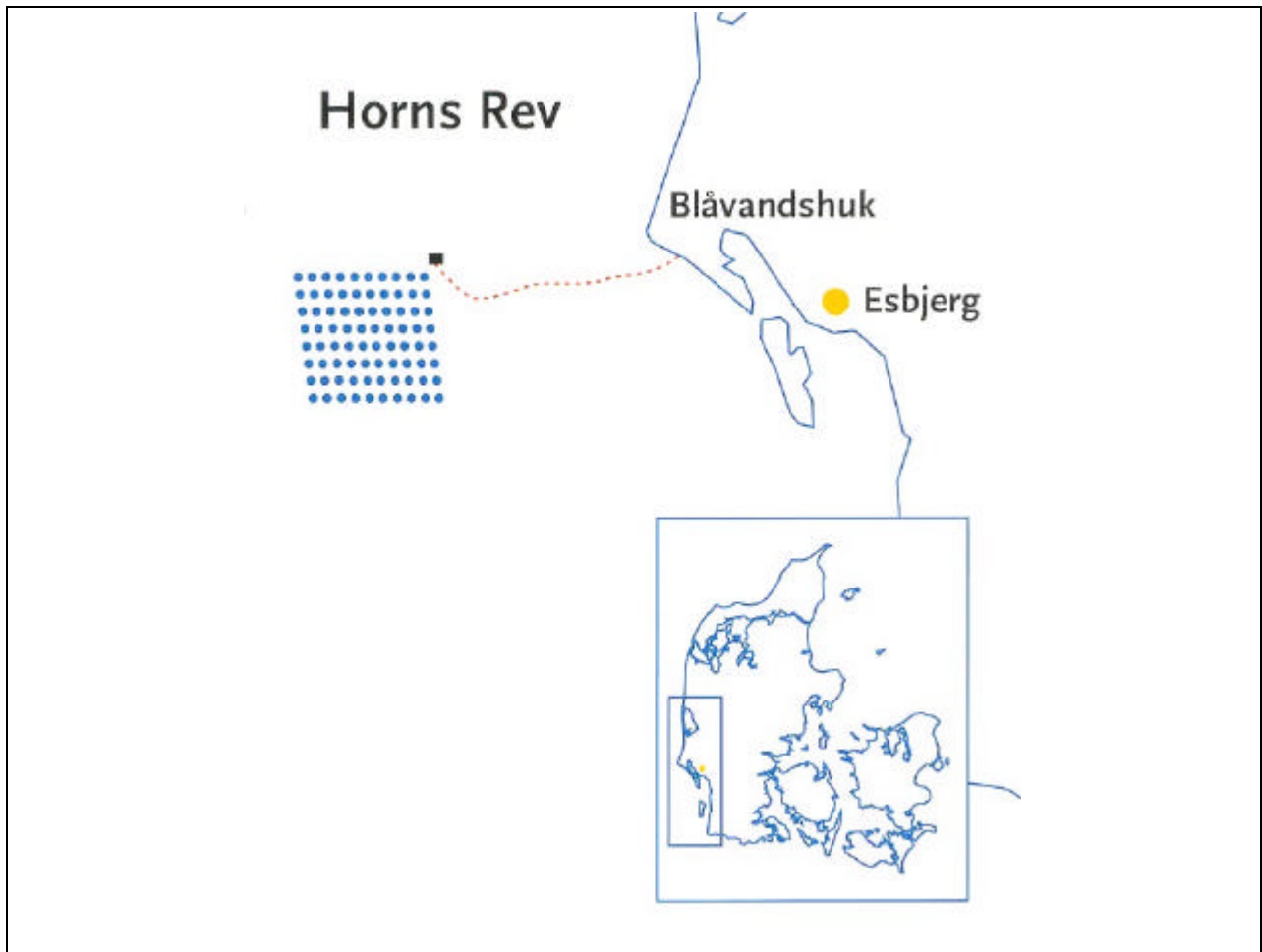


Bild 2: Lage des Windparks Horns Rev

Es wurden 80 Windenergieanlagen (Bild 3) mit einer Leistung von 2 MW, also mit einer Gesamtleistung von 160 MW installiert. Dies entspricht dem Jahresverbrauch einer 150.000-Einwohner-Stadt. Das Gesamtinvestitionsvolumen betrug rd. 270 Mio. EUR, rd. 3,4 Millionen EUR je Anlage.



Bild 3: Windpark Horns Rev

Hier einige Daten dieses Windparks:

Fläche:	20 Quadratkilometer
Wassertiefe:	6 bis 14 m
Entfernung von der Küste:	14 bis 20 km
Anlagen:	80 WEA vom Typ Vestas V 80 - 2 MW
Rotordurchmesser:	80 m
Nabenhöhe:	70 m
Abstand zwischen den Anlagen:	560 m
Gewicht pro Anlage:	bis zu rd. 490 t
Gründung:	Monopile, $\varnothing$ 4 m, L = 33 m, davon 24 m in den Boden gerammt

In Deutschland sind z. Z. rd. 30 Offshore-Windparks außerhalb der 12-Seemeilen-Zone beantragt, davon 6 in der Ostsee und die restlichen in der Nordsee. Insgesamt würden sich hieraus 12.000 Anlagen ergeben mit einer Gesamtleistung von 60.000 MW. Hierzu ist jedoch anzumerken, dass dieser riesige Wert (Leistung von 20-30 Kernkraftwerken) rein theoretischer Natur ist. Unter realistischen Randbedingungen ist von rd. 5.000 MW bis 10.000 MW auszugehen (entspricht der Leistung von rd. 3 bis 6 Kernkraftwerken).

Im Unterschied zu Horns Rev liegen die beantragten Offshore-Windparks weiter von der Küste entfernt, Abstand  $\geq 30$  km, und in Bereichen mit größerer Wassertiefe (rd. 20 m bis 40 m). Außerdem sind Anlagen mit größerer Leistung bis zu 5 MW geplant. Für Anlagen dieser Größe liegen z. Z. noch keine Erfahrungen vor.

## 2. Lasteinwirkungen

Offshore-Windenergieanlagen sind hohen statischen und vor allem dynamischen Belastungen aus Wind und Wellen ausgesetzt. Je nach Lage und Wassertiefe am jeweils betrachteten Standort sind Wellenhöhen bis zu rd. 25 m anzusetzen. Auch Lasten aus Eis (Ostsee), Strömungen und Belastungen aus einem evtl. Schiffsanprall sind zu berücksichtigen. Vereinfacht ergibt sich das folgende Belastungsbild:

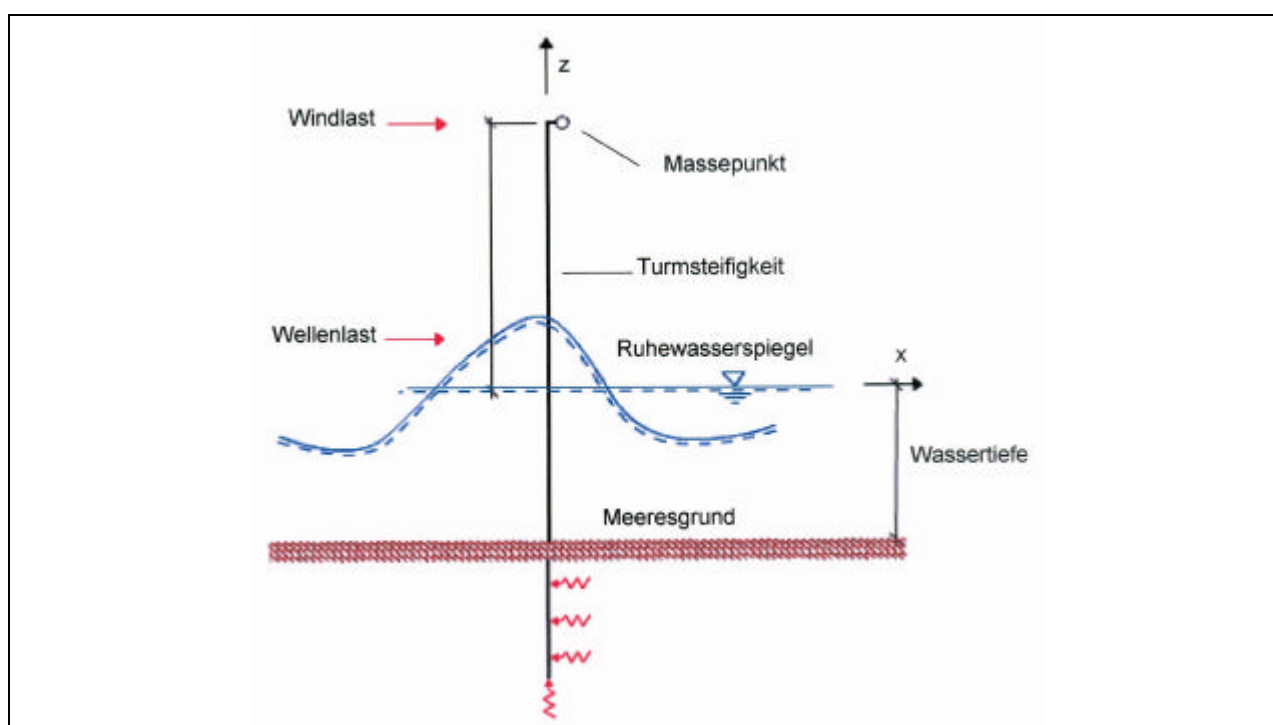


Bild 4: Belastungsbild, vereinfacht

Für die Bemessung von Offshore-Bauwerken und damit auch für Offshore-Windenergieanlagen gelten in Deutschland die Regelwerke des Germanischen Lloyds.

Die o. g. Lasteinwirkungen müssen über geeignete Gründungsstrukturen in den anstehenden Baugrund eingeleitet werden. Damit dies sicher geschieht, sind umfangreiche Baugrunderkundungen und Bodenuntersuchungen unerlässlich.

### **3. Baugrunduntersuchungen**

In Bezug auf Baugrunduntersuchungen für Offshore-Windenergieanlagen gelten in Deutschland generell die DIN 1054 - Baugrund, Standsicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau, Ausgabe Januar 2003, und die DIN 4020 - Geotechnische Untersuchungen für bautechnische Zwecke - in der z. Z. gültigen Ausgabe von Oktober 1990. Der Anwendungsbereich der DIN 4020 erstreckt sich auch auf Offshore-Bauwerke und Großwindanlagen. Die Planung, Ausführung und Auswertung geotechnischer Untersuchungen für die in der deutschen Nord- und Ostsee geplanten Offshore-Windenergieanlagen sind daher unter Beachtung der DIN 4020 vorzunehmen.

Für klassische Offshore-Bauwerke, wie z. B. Öl- und Gasförderplattformen, existieren verschiedene internationale Regelwerke, die Hinweise zu den geotechnischen Untersuchungen für diese Bauwerke enthalten.

Die besonderen Anforderungen, die sich aus typischen Unterschieden zwischen klassischen Offshore-Bauwerken und Offshore-Windenergieanlagen ergeben, sind in den vorhandenen Normen und Regelwerken bisher jedoch nicht umfassend berücksichtigt.

Im Regelwerk des Germanischen Lloyd werden Offshore-Windenergieanlagen gesondert berücksichtigt und es werden generelle Anforderungen an die geotechnischen Untersuchungen für Offshore-Windenergieanlagen gestellt.

Offshore-Windenergieanlagen sind aufgrund des hohen Schwierigkeitsgrades der Konstruktion in die geotechnische Kategorie 3 nach DIN 4020 einzustufen. Für die Planung, Überwachung und Auswertung der geotechnischen Untersuchungen ist daher ein Sachverständiger für Geotechnik einzuschalten und vom Bauherrn zu beauftragen.

Bei der Planung der geotechnischen Untersuchungen für Offshore-Windenergieanlagen sind allgemein folgende Zielsetzungen zu berücksichtigen:

- Minimierung des Baugrundrisikos
- Grundlagenermittlung für die Planung, Ausschreibung und Bauausführung
- Gewährleistung der Standsicherheit und der Gebrauchstauglichkeit
- Wirtschaftliche Optimierung (Installation, Betrieb, Rückbau).

Aus der Einstufung von Offshore-Windenergieanlagen in die geotechnische Kategorie 3 gemäß DIN 4020 ergibt sich eine Präzisierung der Anforderungen an die geotechnischen Untersuchungen, wobei generell zwischen Vor- und Hauptuntersuchungen zu unterscheiden ist.

Die für die jeweilige Gründungsstruktur bemessungsrelevanten bodenmechanischen Ansatzwerte müssen unter Berücksichtigung der zu erwartenden dynamischen Belastungen bei der Planung und Ausführung der geotechnischen Untersuchungen besonders beachtet werden.

Für die Ermittlung der relevanten Bodenkennwerte sind repräsentative Bodenproben zu gewinnen, an denen dann entsprechende bodenmechanische Laboruntersuchungen durchgeführt werden können.

Zur Bodenprobengewinnung hat sich für den Einsatz in der deutschen Nord- und Ostsee das Verfahren der Rammkernbohrung nach DIN 4021 als Trockenbohrung mit durchgehender Bohrkernentnahme in PVC-Hülsen (Inlinern) bereits bei mehreren Einsätzen bewährt. Die Bohrungen erfolgen mit konventionellem Bohrgerät von einer Hubinsel aus (Bild 5) oder von Bohrschiffen.



Bild 5: Hubinsel

Da die in der deutschen Nord- und Ostsee vorkommenden eiszeitlichen Geschiebeböden Kieseinlagerungen aufweisen, sollte ein

Mindestprobendurchmesser von 100 mm

nicht unterschritten werden.



Bild 6: Bohreinrichtung

Bei nichtbindigen Böden ist zusätzlich die Lagerungsdichte anstehender Sande durch Drucksondierungen nach DIN 4094-1 zu ermitteln.

Im Rahmen der Voruntersuchungen sollten in Anlehnung an die DIN 4020 sowie unter Berücksichtigung der Regelwerke der internationalen Klassifizierungsgesellschaften folgende Untersuchungen durchgeführt werden:

- geologische Recherche
- flächenhafte geophysikalische Erkundung des Meeresbodens (Relief, Hindernisse)
- flächenhafte geophysikalische Vorerkundung der Baugrundschiebung
- stichprobenartige Baugrunderkundung mittels Bohrungen und Drucksondierungen in einem groben Raster (1. Phase)

Aufbauend auf den Ergebnissen der Voruntersuchungen sind die Baugrundeigenschaften im Rahmen der Hauptuntersuchungen bauwerksbezogen zu erkunden.



## 4. Gründungsmöglichkeiten

### 4.1 Allgemeines

Im Vergleich zum vorher erwähnten Windpark Horns Rev ist für die geplanten 5 MW-Anlagen mit einer Nabenhöhe von rd. 100 m über dem Meeresspiegel und mit einem Rotordurchmesser von rd. 120 m zu rechnen. Bild 7 zeigt die Ansicht einer solchen Anlage.

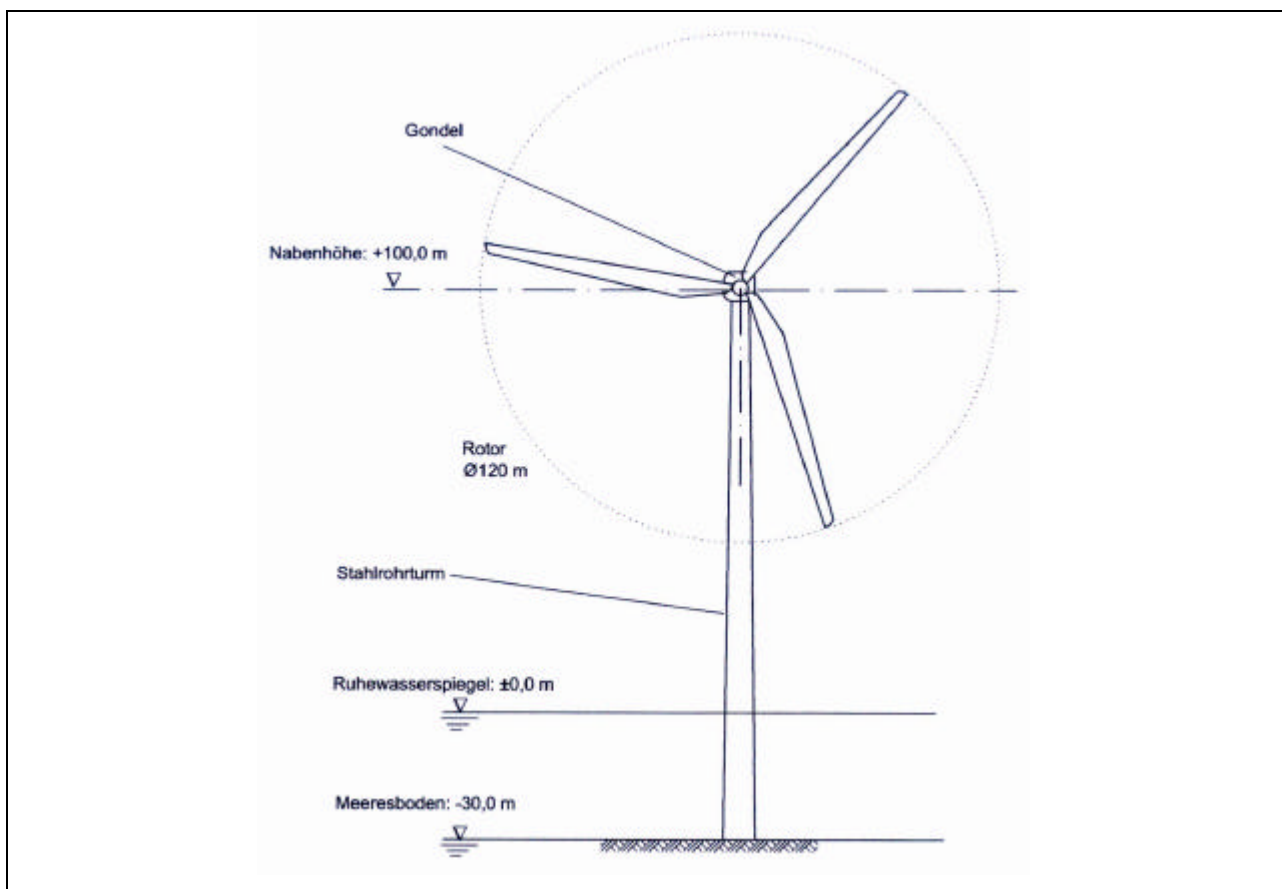


Bild 7: Größenordnung einer 5 MW-Anlage

Generell bieten sich für Offshore-Windenergieanlagen Gründungen auf

Monopiles

Tripods

Jackets

oder Schwergewichtsfundamenten

an.

Es sind Gründungssysteme mit einem hohen Vorfertigungsgrad anzustreben, die sich leicht unterschiedlichen Standortbedingungen anpassen lassen und die wegen zu berücksichtigender Wetterbedingungen eine kurze Bauzeit erlauben.

#### 4.2 Monopiles

Beim Monopile besteht die Gründungsstruktur aus einem Großrohrpfahl (Bild 8). Die vertikale Lastabtragung erfolgt über Mantelreibung und Spitzendruck. Die horizontale Lastabtragung erfolgt über die seitliche Pfahlbettung. Den jeweiligen Berechnungen werden die internationalen Standards wie DNV oder API zugrundegelegt.

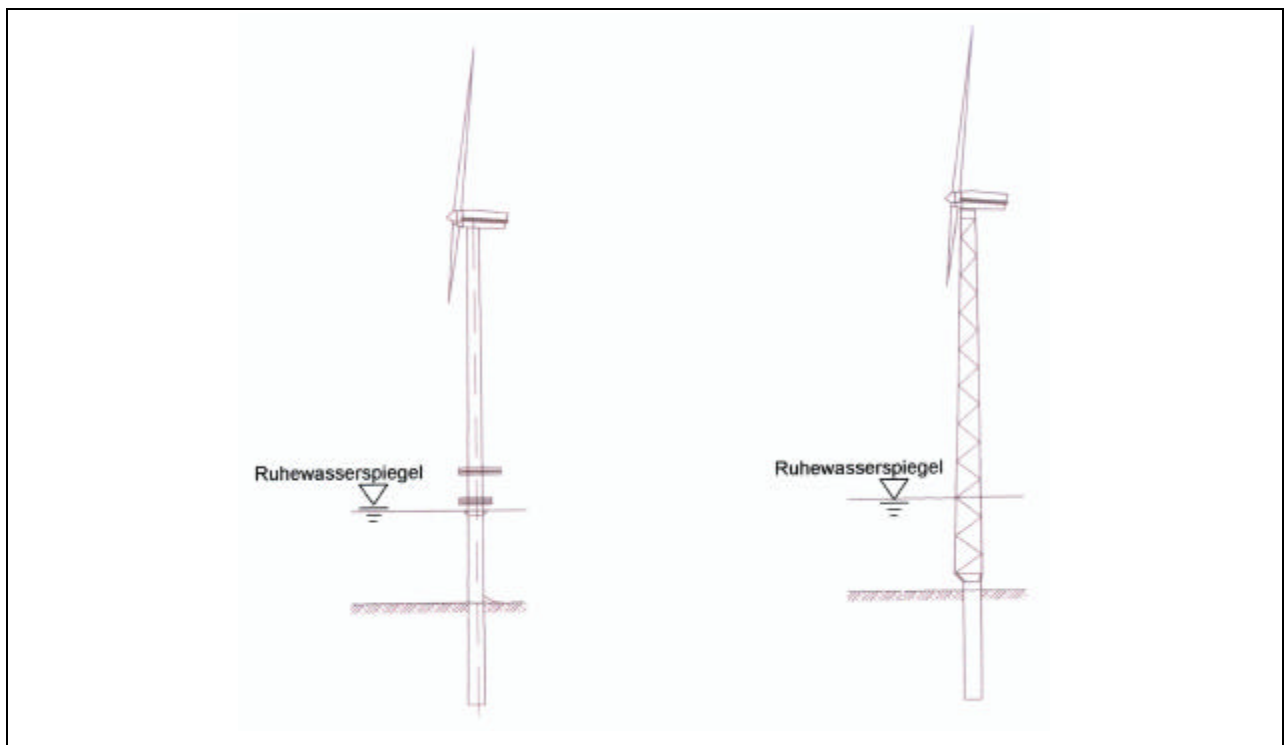


Bild 8: Monopile-Gründung

In Bezug auf die horizontale Lastabtragung ist anzumerken, dass die Ansätze z. T. auf den Ergebnissen von Modellversuchen beruhen und einen beträchtlichen Anteil an Empirie enthalten und dies umso mehr, je größer die Pfahldurchmesser werden.

Von besonderer Bedeutung sind die Auswirkungen der dynamischen bzw. zyklischen Lasteinwirkungen sowie der Schwell- und Wechsellasten. Generell muss das Last-Verhaltensverhalten mit der Gebrauchstauglichkeit verträglich sein. Außerdem dürfen die zulässigen Pfahlspannungen nicht überschritten werden.

Das Lastverschiebungsverhalten wird über die sogenannte p-y-Kurven ermittelt, bei dem für jede Bodenschicht der Zusammenhang zwischen der lateralen Last  $p$  und der Pfahlverschiebung  $y$  hergeleitet und die horizontalen Pfahlverschiebungen in einem numerischen Modell berechnet werden.

Da im deutschen Offshore-Bereich bestimmte Windrichtungen vorherrschen, liegt längerfristig ein gewisses Risiko darin, dass sich bei einer Pfahlauslenkung im Boden auf der Luv-Seite ein Spalt bildet, der sich mit Boden auffüllt, so dass der Pfahl bei Entlastung oder bei Richtungsänderung der Last nicht vollständig in seine ursprüngliche Richtung zurück kann. Wenn dies mehrfach auftritt, kann es zu bleibenden Schiefstellungen kommen.

Um Schiefstellungen zu verhindern, können Monopilestrukturen durch Seile abgespannt werden (Bild 9). Dies hat jedoch den großen Nachteil, dass die Seile Hindernisse für die Schifffahrt darstellen und die Zugänglichkeit zur Anlage stark erschweren. In Gebieten mit Eisbelastung (Ostsee) sind Seilabspannungen nicht zu empfehlen.

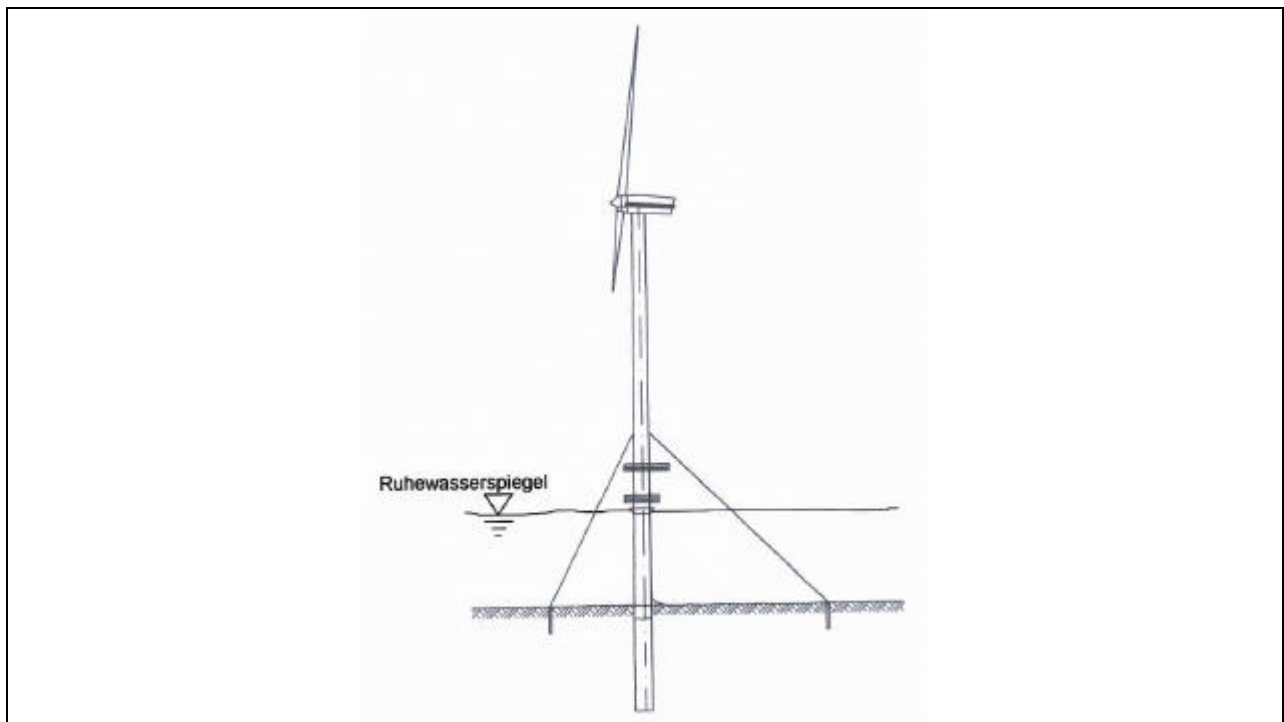


Bild 9: Monopile mit Seilabspannung

Als Vorteile von Monopiles sind zu nennen:

- relativ einfache und schnelle Installation
- keine großen Vorbereitungen auf dem Meeresboden
- Kalksicherung einfach ausführbar.

Als Nachteile sind zu nennen:

- schweres Rammgerät erforderlich
- Pfahldurchmesser ist ausführungstechnisch begrenzt (z. Z. rd. 5 m)
- nicht geeignet bei Steinhindernissen
- Einsatzgrenze bei Wassertiefen von max. 20 m.

Bild 10 zeigt einen Offshore-Rammhammer der Fa. Menck vom Typ MHU 500 T mit einem Bärgewicht von 30 t. Zur Rammung größerer Pfahldurchmesser werden entsprechende Rammhauben erforderlich, wie auf Bild 11 für einen Pfahldurchmesser von 4 m dargestellt.



Bild 10: Offshore-Rammhammer, Typ MHU 500 T der Fa. Menck



Bild 11: Rammhaube

Gerade wegen des relativ einfachen Handlings von Monopiles sollten bei größeren Wassertiefen neue Wege beschritten werden, wie zum Beispiel:

- Entwicklung größerer Rammhauben für größere Pfahldurchmesser
- Einsatz von Spülhilfen oder anderer Rammhilfen
- Einsetzen in vorgebohrte Löcher mit anschließender Ringraumverpressung
- Teleskopierungen mit anschließendem Ausbohren des jeweils oberen Teiles.

#### 4.3 Tripods

Beim Tripod (Bild 12) besteht die Gründungsstruktur aus einem aus Stahlrohren gebildeten Dreibein, auf dem das Zentralrohr zentrisch aufgesetzt wird. Die Beine des Dreibeins können aus je einem Pfahl oder auch aus mehreren bestehen. Zur Pfahlrammung sind an den Eckpunkten des sich ergebenden gleichseitigen Dreiecks Zentrierhülsen

angeordnet. Die Pfähle sind damit untereinander durch horizontale Streben verbunden und an das Zentralrohr über diagonale Abstreben angeschlossen. Das Zentralrohr bindet nicht in den Meeresboden ein. Im Vergleich zu Monopiles können Pfähle mit geringerem Durchmesser zur Ausführung kommen.

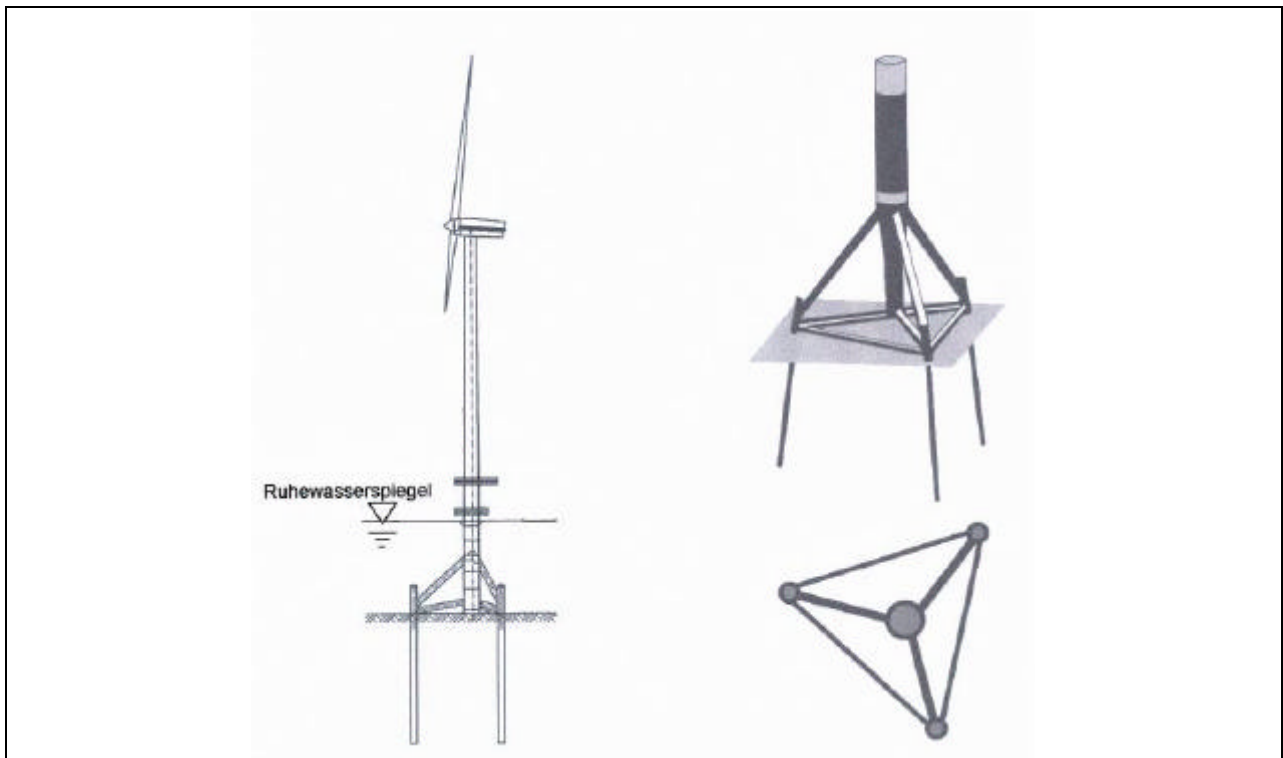


Bild 12: Tripod

Die Bemessung der Pfähle erfolgt entsprechend den vorliegenden Regelwerken. Zur besseren Lastaufnahme können die Pfähle geneigt werden.

Als Vorteile von Tripods sind zu nennen:

- Auch in größeren Wassertiefen (> 20 m bis rd. 80 m) einsetzbar
- Pfahldurchmesser liegen im bisherigen Erfahrungsbereich
- keine großen Vorbereitungen auf dem Meeresboden
- Kollsicherung einfach ausführbar.

Als Nachteile sind zu nennen:

- nicht geeignet bei Steinhindernissen.

#### 4.4 Jackets

Beim Jacket (Bild 13) besteht die Gründungsstruktur aus einem aus Stahlrohren gebildeten räumlichen Fachwerk, an dessen unteren Eckpunkten Hülsen angeordnet sind, durch die die Pfähle (je Eckpunkt ein Pfahl oder mehrere) gerammt werden. Jackets sind seit Jahrzehnten erprobte Gründungsstrukturen für Offshore-Plattformen und haben sich auch bei großen Wassertiefen bewährt.

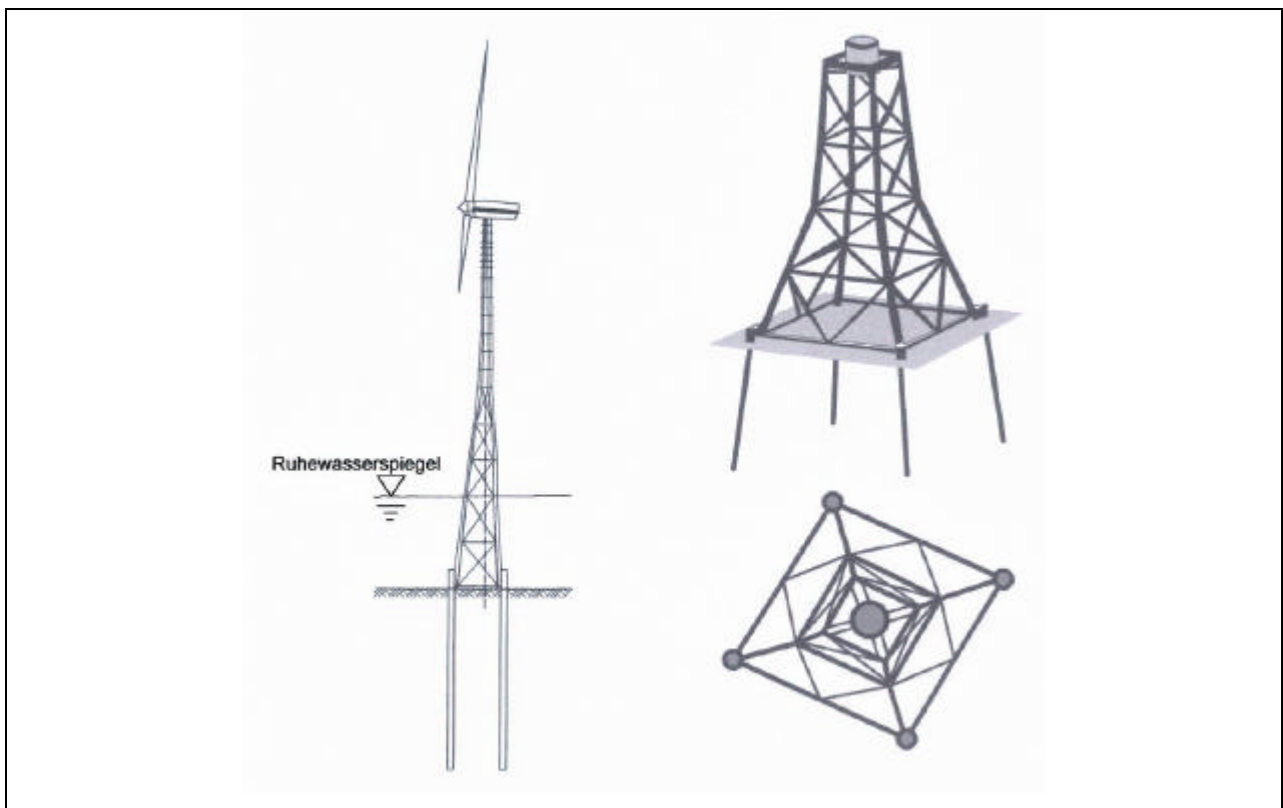


Bild 13: Jacket

#### 4.5 Schwergewichtsgründungen

Als Fundament dient ein Schwimmkasten (Bild 14), der in einem Hafenbecken oder Dock hergestellt wird, anschließend zur jeweiligen Lokation verholt wird und mittels Ballastierung auf dem Meeresboden abgesenkt wird.

Nicht schwimmfähige Schwergewichtsgründungen, die über Kräne abzusetzen wären, scheidet bei den betrachteten Wassertiefen aus.

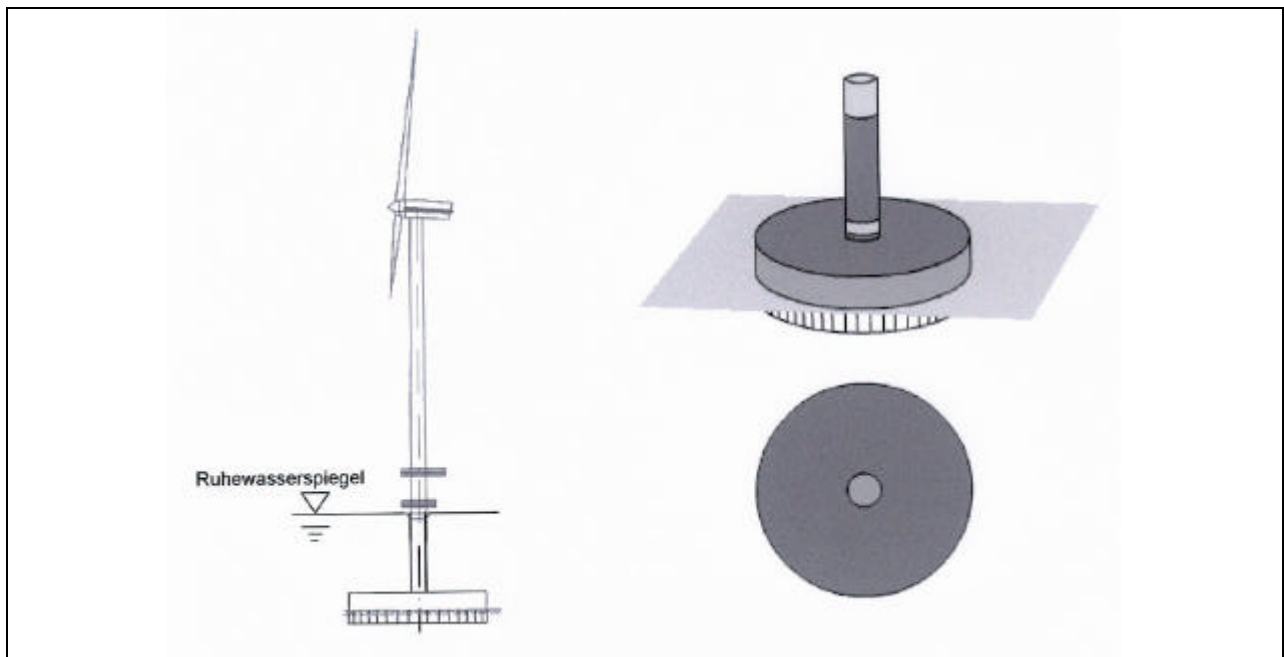


Bild 14: Schwergewichtsgründung

Folgende Nachweise sind zu führen:

- Nachweis der Kippsicherheit
- Nachweis der Grundbruchsicherheit
- Nachweis gegen Gleiten
- Nachweis der zu erwartenden Verformungen (insbesondere der Verkantungen)
- Nachweis gegen Liquifaction des Bodens.

Aus Kolk- und anderen Stabilitätsgründen werden an den äußeren Fundamenträndern Spundwandschürzen angebracht, die beim Absenken des Schwimmkörpers in den Meeresboden eindringen. Die Fuge zwischen Meeresboden und Sohlplatte wird verpresst.

Nach den Standards des Germanischen Lloyds dürfen Schürzen nur dann entfallen, wenn unter der Sohlplatte nur Druckspannungen auftreten (Gewährleistung der Kolk-sicherheit).



Als Vorteile von Schwergewichtsfundamenten sind zu nennen:

- Risiko von im Boden tieferliegenden Hindernissen entfällt

Als Nachteile sind zu nennen:

- Vorbereitung des Seebodens erforderlich
- Bis zur Eindringtiefe der Schürzen dürfen im Boden keine Hindernisse sein
- Aufwendige Unterpressarbeiten erforderlich.

## **5. Rückbau**

Für die Gründungsstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen gilt die Rückbaupflicht. Beim Entwurf und bei der Bemessung von Gründungsstrukturen muss dies schon entsprechend berücksichtigt werden, um den späteren Aufwand möglichst klein zu halten.

## **6. Ausblick**

Erfahrungen mit 3 MW- bzw. 5 MW-Offshore-Windenergieanlagen liegen bisher nicht vor. Wegen der großen Sensibilität der Anlagen aus technischer und vor allem auch aus politischer Sicht ist daher eine extreme sorgfältige Untersuchung aller relevanten Aspekte unerlässlich. Die bisherigen Erfahrungen aus der Installation von Ölförderplattformen sind hierbei zwar eine große Hilfe, aber dennoch muss bei der Lösung vieler Einzelfragen Neuland beschritten werden.