LEUPHANA
UNIVERSITÄT LÜNEBURG

# Offshore-Windenergie in Deutschland

Richter, Mario

*Publication date:*
2009

*Document Version*
Verlags-PDF (auch: Version of Record)

Link to publication

*Citation for pulished version (APA):*
Richter, M. (2009). *Offshore-Windenergie in Deutschland: Potenziale, Anforderungen und Hürden der Projektfinanzierung von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee*. Centre for Sustainability Management.

**General rights**
Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal ?

**Take down policy**
If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Download date: 12. Juli. 2025

# Offshore-Windenergie in Deutschland

## Potenziale, Anforderungen und Hürden der Projektfinanzierung von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee

Centre for Sustainability Management

Mario Richter

Lehrstuhl für Nachhaltigkeitsmanagement
Leuphana Universität Lüneburg
Scharnhorststr. 1
D-21335 Lüneburg

Fax: +49-4131-677-2186
csm@uni.leuphana.de
www.leuphana.de/csm/

April 2009

© Mario Richter, 2009. All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means: electronic, electrostatic magnetic tapes, photocopying, recording or otherwise, without the permission in writing from the copyright holders.

Anmerkung: Diese Arbeit wurde im Mai 2008 eingereicht.

Centre for Sustainability Management (CSM) e.V.

Chair of Corporate Environmental Management
Leuphana University of Lueneburg
Scharnhorststr. 1
D-21335 Lueneburg

Centrum für Nachhaltigkeitsmanagement (CNM) e.V.

Lehrstuhl für Nachhaltigkeitsmanagement
Leuphana Universität Lüneburg
Scharnhorststr. 1
D-21335 Lüneburg

Tel. +49-4131-677-2181
Fax. +49-4131-677-2186
E-mail: csm@uni.leuphana.de
www.leuphana.de/csm

ISBN 978-3-935630-75-7

# INHALTSVERZEICHNIS

**Abbildungsverzeichnis** ..... **V**

**Tabellenverzeichnis** ..... **VI**

**Abkürzungsverzeichnis** ..... **VII**

**1. Einleitung** ..... **8**

1.1 Fragestellung der Arbeit ..... 8

1.2 Methodische Vorgehensweise ..... 9

1.3 Aufbau der Arbeit ..... 9

**2. Status Quo der Offshore-Windenergieentwicklung** ..... **11**

2.1 Die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie ..... 11

2.2 Rahmenbedingungen in Deutschland ..... 12

2.2.1 Politische Rahmenbedingungen ..... 13

2.2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen ..... 13

2.2.3 Geographische Rahmenbedingungen ..... 14

2.3 Entwicklungsstand der deutschen Offshore-Projekte ..... 16

**3. Projektfinanzierung und Risikomanagement** ..... **19**

3.1 Grundlagen der Projektfinanzierung ..... 19

3.1.1 Begriffsverständnis ..... 19

3.1.2 Charakteristika der Projektfinanzierung ..... 19

3.1.3 Varianten der Projektfinanzierung ..... 21

3.1.4 Beteiligte und Phasen der Projektfinanzierung ..... 22

3.2 Risikomanagement bei Projektfinanzierungen ..... 26

3.2.1 Begriffverständnis ..... 26

3.2.2 Phasenmodell des Risikomanagements ..... 26

3.2.2.1 Risikoidentifikation ..... 27

3.2.2.2 Risikobewertung ..... 28

3.2.2.3 Risikoreduzierung ..... 29

3.2.2.4 Risikoallokation ..... 30

3.3 Fallstudie: Offshore-Windpark „Q7“ ..... 32

3.3.1 Projektrahmendaten ..... 33

3.3.2 Besonderheiten der Finanzierung in Bezug auf die Risikoallokation ..... 33

3.3.3 Impulse für die deutschen Projekte ..... 35

**4. Offshore-Windenergie als Markt für Projektfinanzierung** ..... **37**

4.1 Märkte für Projektfinanzierung ..... 37
4.2 Der deutsche Offshore-Windenergiemarkt ..... 38
4.3 Finanzierungsalternativen und ihre Auswirkungen auf den Offshore-Windmarkt ..... 40
4.4 Das Marktvolumen für Projektfinanzierung bei Offshore-Windenergie ..... 42
**5. Anforderungen und Herausforderungen bei der Projektfinanzierung von OWPs ..... 46**
5.2 Genehmigung ..... 50
5.3 Netzanbindung ..... 52
5.4 Anlagentechnologie ..... 56
5.5 Gründung ..... 60
5.6 Montage ..... 64
5.7 Operation and Maintenance ..... 66
5.8 Versicherung ..... 70
5.9 Wirtschaftlichkeit ..... 73
5.10 Finanzierung ..... 75
5.11 Zusammenfassung der Ergebnisse ..... 78
5.11.1 Betrachtung nach Thematik ..... 78
5.11.2 Betrachtung nach Unternehmenskategorie ..... 80
**6. Projektfinanzierung von Offshore-Windenergie ..... 82**
6.1 Markteinschätzung ..... 82
6.2 Ansätze zur Überwindung bestehender Hürden ..... 85
**7. Fazit ..... 87**
**Literaturverzeichnis ..... 88**
**Anhang ..... 95**
Anhang 1: Teilnehmer der Expertenbefragung ..... 95
Anhang 2: Interviewleitfaden ..... 96

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Struktur der Arbeit....10

Abbildung 2: §31 aus dem Kabinettsentwurf des EEG ....14

Abbildung 3: Geplante Offshore-Windparks in der Nordsee ....17

Abbildung 4: Geplante Offshore-Windparks in der Ostsee....18

Abbildung 5: Abgrenzung Unternehmens- vs. Projektfinanzierung ....21

Abbildung 6: Beteiligte einer Projektfinanzierung....22

Abbildung 7: Phasen einer Projektfinanzierung ....25

Abbildung 8: Prozess des Risikomanagements....27

Abbildung 9: Beteiligte der Projektfinanzierung des OWPs Q7 ....33

Abbildung 10: Ausschnitt aus dem Fragebogen ....42

Abbildung 11: Prognose der Kapazität deutscher Offshore-Windparks....43

Abbildung 12: Prognose des Marktvolumens für Projektfinanzierung bei OWPs ....44

Abbildung 13: Art und Anzahl der befragten Unternehmen....46

Abbildung 14: Auszug aus dem Leitfaden der Expertenbefragung ....47

Abbildung 15: Experteneinschätzungen zur Windprognose....49

Abbildung 16: Experteneinschätzung zur Genehmigung ....51

Abbildung 17: Netzanbindung eines Offshore-Windparks....53

Abbildung 18: Experteneinschätzung zur Netzanbindung....55

Abbildung 19: Erhältliche Offshore-Windenergieanlagen....57

Abbildung 20: Experteneinschätzungen zur Anlagentechnologie....58

Abbildung 21: Gründungskonzepte für Offshore-WEAs....60

Abbildung 22: Experteneinschätzungen zur Gründung....62

Abbildung 23: Experteneinschätzungen zur Montage....65

Abbildung 24: Experteneinschätzungen zu Operations & Maintenance ....68

Abbildung 25: Schadenserfahrung bestehender Offshore-Windparks....71

Abbildung 26: Experteneinschätzungen zur Versicherung....72

Abbildung 27: Experteneinschätzungen zur Wirtschaftlichkeit ....74

Abbildung 28: Experteneinschätzungen zur Finanzierung ....76

Abbildung 29: Gesamtdarstellung – Risikomatrix.....78

Abbildung 30: Prognose des Marktpotenzials für Projektfinanzierung bei OWPs.....83

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Weltweit existierende Offshore-Windparks.....12

Tabelle 2 : Übersicht genehmigter Offshore-Projekte in Deutschland.....16

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

| | |
|---|---|
| AWZ | Ausschließliche Wirtschaftzone |
| BImSchG | Bundesimmissionsschutzgesetz |
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit |
| bp | Basispunkt |
| BSH | Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie |
| CMS | Condition Monitoring System |
| EEG | Erneuerbare Energien Gesetz |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EPC | Engineering, procurement and construction contractor |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| Fino | Forschungsplattform in Nord- und Ostsee |
| Dena | Deutsche Energie-Agentur GmbH |
| DEA | Danish Energy Authority |
| DSCR | Debt Service Cover Ratio |
| FASB | Financial Accounting Standards Board |
| GU | Generalunternehmer |
| HGÜ | Hochspannungsgleichstrom-Übertragung |
| Infrastrukturgesetz | Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz |
| kV | Kilovolt |
| kWh | Kilowattstunde |
| MPC | Measure, correlate and predict |
| MW | Megawatt |
| OFC | Offshore Finance Circle |
| O&M | Operation and maintenance |
| OWP | Offshore-Windpark |
| PPP | Public Private Partnership |
| PwC | PricewaterhouseCoopers |
| SeeAnlV | Seeanlagenverordnung |
| StUK | Standarduntersuchungskonzept |
| USD | United States Dollar |
| WEA | Windenergieanlage |

# 1. EINLEITUNG

Die Transformation der heutigen, von Kernkraft und fossilen Energieträgern geprägten Energiewirtschaft zu einer nachhaltigen Energieerzeugung ist eine der zentralen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Die Risiken der Atomtechnik, die Endlichkeit der fossilen Ressourcen und der Klimawandel machen neue Lösungsansätze in der Energieversorgung erforderlich. Die deutsche Bundesregierung hat die Relevanz des Themas frühzeitig erkannt und ehrgeizige Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien formuliert. Besondere Bedeutung misst sie in diesem Zusammenhang der Offshore-Windenergienutzung bei. Dabei handelt es sich um Stromerzeugung aus Wind auf hoher See, die langfristig bis zu 15 Prozent des deutschen Stromverbrauchs decken soll (BMU 2002, 7).

Beim Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland blieb die Realität bislang weit hinter der Planung zurück. In diesem Jahr jedoch wird die Errichtung der ersten „echten“ Offshore-Windenergieanlagen (Offshore-WEA) in deutschen Gewässern erwartet (Knight 2008, 108). Mit dem Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes (Infrastrukturgesetz) Ende des Jahres 2006 und der anstehenden Novellierung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) erhält die Branche einen nachhaltigen Impuls. Derweil befindet sich die Offshore-Windenergiebranche im Umbruch: kapitalstarke Investoren drängen in den Markt und suchen nach Projekten und Projektbeteiligungen. Damit stellt sich zunehmend die Frage nach der Finanzierung der Milliardeninvestitionen. Für kapitalstarke Unternehmen kommt eine Unternehmensfinanzierung in Frage, für kleinere Investoren bietet die Projektfinanzierung eine attraktive Alternative. Im Jahr 2006 gelang mit dem niederländischen Projekt „Q7“ die Realisierung der weltweit ersten Projektfinanzierung eines Offshore-Windparks (OWP). Ob dieses Projekt auch für den deutschen Markt wegweisend sein kann, muss sich zeigen, denn: alle Beteiligten sind sich einig, *„dass es sich bei der Offshore-Windenergienutzung unter den in Deutschland geltenden Rahmenbedingungen hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung um eine völlig neue Art der Windenergienutzung mit innovativer Technik, aber auch neuartigen Risiken handelt, die es in dieser Form in unseren europäischen Nachbarländern nicht gibt“* (BMU 2007, 113).

Welche Potenziale für die Projektfinanzierung von OWPs in Deutschland bestehen und welche Hürden für eine erfolgreiche Realisierung noch bewältigt werden müssen sind zentrale Fragen der gegenwärtigen Diskussion. Vor dem Hintergrund der veränderten Rahmenbedingungen und der neu in den Markt drängenden Investoren erlangt das Thema zentrale Bedeutung für die weitere Entwicklung des Offshore-Markts.

## 1.1 Fragestellung der Arbeit

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, eine fundierte Einschätzung des potenziellen Markts für Projektfinanzierungen im Bereich Offshore-Windenergie vorzunehmen und daran anschließend die besonderen Herausforderungen für Projektfinanzierungen in diesem Bereich zu identifizieren und zu analysieren. Die zentrale Forschungsfrage der vorliegenden Arbeit lautet: Welche Potenziale, Anforderungen und Hürden bestehen für die Realisierung einer Projektfinanzierung für Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee?

## 1.2 Methodische Vorgehensweise

Die Offshore-Windenergie in Deutschland ist eine vergleichsweise junge Branche. Wissenschaftliche Literatur zur Finanzierung in der Offshore-Windbranche existiert daher kaum. Der fachliche Austausch der beteiligten Akteure vollzieht sich zeitnah über direkte Kontakte, Konferenzen und Artikel in Fachzeitschriften. Als Grundlage dieser Arbeit wurde daher die Kombination aus Fachartikeln und Experteninterviews gewählt[1]. Die theoretischen Überlegungen zur Projektfinanzierung stützen sich auf bewährte wissenschaftliche Literatur aus dem finanzwirtschaftlichen Bereich. Hinzu kommen eine breite Internet- und Dokumentenrecherche, in die gezielt Konferenzunterlagen der jüngeren Zeit miteinbezogen wurden sowie einzelne aktuelle Artikel aus weiteren Publikationen.

Für die weitergehende Informationsgewinnung und Bewertung des gegenwärtigen Entwicklungsstands wurden Experten namhafter Unternehmen befragt. Als Experte gilt dabei, „*wer in irgendeiner Weise Verantwortung trägt für den Entwurf, die Implementierung oder die Kontrolle einer Problemlösung oder wer über einen privilegierten Zugang zu Informationen über Personengruppen oder Entscheidungsprozesse verfügt*“ (Meuser & Nagel 2002, 71). Die an einer Projektfinanzierung beteiligten Unternehmen lassen sich in verschiedene Kategorien einteilen. Ausgehend von diesem Ansatz wurden Projektentwickler, Fremdkapitalgeber, Lieferanten, Versicherungen und Finanzinvestoren befragt. Die Auswahl konzentrierte sich auf die führenden Unternehmen der jeweiligen Kategorie. Die Interviews wurden fast ausschließlich auf Geschäftsführer- beziehungsweise Leitungsebene geführt[2].

Die Interviews erfolgten telefonisch anhand eines als Leitfaden dienenden Fragebogens in der Zeit von Ende Februar bis Mitte April 2008[3]. Die Befragung gliedert sich in zwei thematisch voneinander unabhängige Teile: Ersterer erfragt eine quantitative Einschätzung der Entwicklung des Marktpotenzials für Projektfinanzierung in der Offshore-Windenergie. Der zweite Teil des Fragebogens ist qualitativer Natur und ermittelt durch offene Fragen in zehn ausgewählten Themengebieten die Anforderungen und Einschätzungen des jeweiligen Unternehmens bezüglich einer Projektfinanzierung. Je nach Fachgebiet des Befragten wurden unterschiedliche Vertiefungsfragen gestellt.

Die Auswertung und Aufbereitung der Ergebnisse zum Marktpotenzial erfolgt mit den Methoden der deskriptiven Statistik. Die Ergebnisse werden mittels einer eigens entwickelten Matrix dargestellt. Daran anschließend werden die Ergebnisse erörtert und wichtige Aspekte hervorgehoben. Eine finale Auswertung der Umfrageergebnisse erfolgt im Rahmen der abschließenden Markteinschätzung für Projektfinanzierung in der Offshore-Windenergie.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

Nach der Einleitung gewährt Kapitel zwei eine Übersicht über den gegenwärtigen Entwicklungsstand der Offshore-Windenergie. Der Überblick über die bisherige internationale Entwicklung dient als Grundlage der sich anschließenden Darstellung der deutschen Rahmen-

[1] Grundlage für Betrachtungen der Offshore-Windenergie waren Artikel einschlägiger Fachzeitschriften aus den letzten drei Jahrgängen, die systematisch gesichtet wurden. Es waren die Zeitschriften: Windpower Monthly, neue energie, Erneuerbare Energien, Project Finance International, WindTech International, Sonne, Wind & Wärme, Windkraft Journal, Renewable Energy Focus.
[2] Eine Liste der Befragten Unternehmen findet sich in Anhang 1.
[3] Der verwendete Interviewleitfaden findet sich in Anhang 2.

bedingungen. Diese verdienen besondere Beachtung, da sie die Entwicklung in Deutschland maßgeblich beeinflussen. Weiterhin werden die gegenwärtig in der Nord- und Ostsee geplanten Projekte vorgestellt.

Kapitel drei führt in die Grundlagen der Projektfinanzierung ein. Besonderes Augenmerk wird dem Thema Risikomanagement und insbesondere der Risikoallokation gewidmet, da auf diesem Feld gegenwärtig die zentralen Probleme der Projektfinanzierungen von OWPs liegen. Am Beispiel des projektfinanzierten niederländischen Projekts Q7 wird die Risikoallokation analysiert und in Bezug zu den in Deutschland geplanten Projekten gesetzt.

Kapitel vier diskutiert grundlegende Fragen zum Markt für Projektfinanzierung. Zentrale Akteure werden identifiziert und ihre Präferenzen in Bezug auf Finanzierung analysiert. Das Kapitel schließt mit einer quantitativen Marktprognose, die auf den Einschätzungen der befragten Experten basiert und bildet damit die Grundlage für die Marktbetrachtung in Kapitel sechs.

Kapitel fünf analysiert die Anforderungen und Einschätzungen der befragten Unternehmen zur Projektfinanzierung. Die Befragung gliedert sich in zehn Themen, die die relevanten Einflussfaktoren auf die Finanzierung abdecken. In der Zusammenfassung werden die aus Sicht der Experten wichtigsten Herausforderungen dargestellt und die wichtigsten Einflussfaktoren der Marktentwicklung herausgearbeitet.

Die bis dahin gesammelten Erkenntnisse münden in Kapitel sechs in eine Markteinschätzung, die sowohl quantitative als auch qualitative Erkenntnisse berücksichtigt. Weiterhin werden Vorschläge entwickelt, wie den zentralen Herausforderungen begegnet werden kann. Das Fazit bildet den Abschluss dieser Arbeit.

Die nachfolgende Grafik erlaubt einen Überblick über die Struktur der vorliegenden Arbeit.

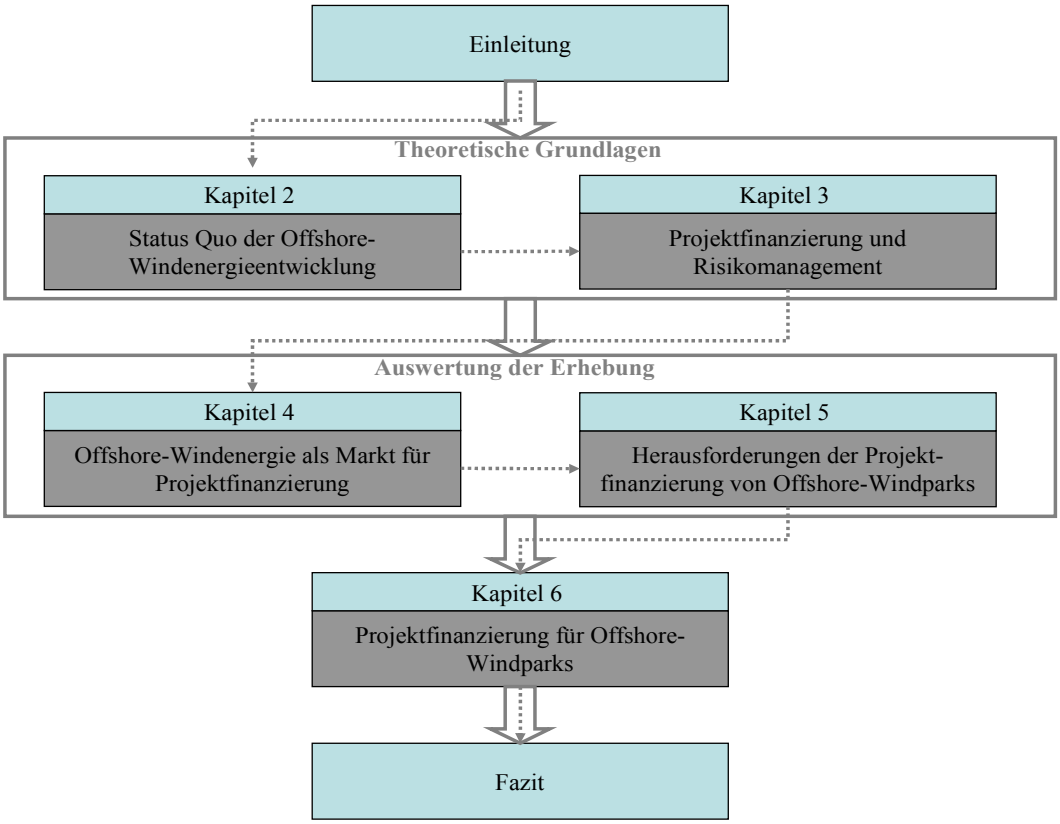


Abbildung 1: Struktur der Arbeit

# 2. STATUS QUO DER OFFSHORE-WINDENERGIEENTWICKLUNG

Die Ursprünge der Windenergienutzung auf dem Meer reichen weit zurück. Dabei zeigen sich unterschiedliche Entwicklungen in den einzelnen Ländern die aus abweichenden geographischen und regulatorischen Rahmenbedingungen resultieren. Vor diesem Hintergrund ist der *status quo* der Offshore-Windenergieentwicklung einer differenzierten Betrachtung zu unterziehen.

## 2.1 Die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie

Erste Visionen und Studien zur Nutzung der Windenergie außerhalb des Festlands gehen bis in die siebziger Jahre zurück. Die weltweit erste Offshore-WEA mit 220 Kilowatt Leistung wurde 1990 in der Ostsee rund 250 Meter vor der schwedischen Küste errichtet (Kühn 2002, 77). In Dänemark wurde die Nutzung der Offshore-Windenergie zur Stromversorgung frühzeitig zwischen dem Energieministerium und den Energieversorgungsunternehmen (EVU) vereinbart (DEA 2005, 2). Das EVU „Elkraft Power Company“ baute daraufhin in der dänischen Ostsee im Jahr 1991 den weltweit ersten OWP, um Erfahrungen mit der Technologie und dem Betrieb zu sammeln (Caddet 2000, o.S.). Das „Vindeby“ genannte Projekt besteht aus elf WEAs des Herstellers Bonus mit jeweils 450 Kilowatt Leistung und befindet sich in zwei bis sechs Meter tiefem Wasser rund zwei Kilometer nördlich der Insel Lolland.

Im weiteren Verlauf der neunziger Jahre wurden in Schweden, Dänemark und den Niederlanden Projekte mit WEAs zwischen 450 und 600 Kilowatt gebaut. Mit den zunächst nur in geschützten Küstengewässern aufgestellten Parks wurden technisch überwiegend positive Betriebserfahrungen gesammelt. Es zeigte sich jedoch, dass die Anlagen- und Projektgrößen nicht ausreichten, um die Projekte wirtschaftlich zu betreiben (Kühn 2002, 77). Im Jahr 2000 läutete der Einsatz von WEAs der Megawatt-Klasse eine neue Phase der Offshore-Windenergienutzung ein. Drei Parks wurden mit 1,5 beziehungsweise zwei Megawatt-WEAs ausgestattet. Im Jahr 2001 stieß der dänische OWP „Horns Rev“ mit 80 zwei Megawatt-WEAs in eine neue Größenklasse vor. Das Projekt erhielt zusätzliche Aufmerksamkeit, als im Jahr 2004 sämtliche Gondeln wegen schadhafter Transformatoren und Generatoren abmontiert und an Land repariert werden mussten (Lönker 2004, 24). Zwischen 2002 und 2007 folgten acht weitere Projekte mit jeweils mindestens 30 Anlagen der Megawatt-Klasse. Dass Dänemark und Großbritannien den Großteil dieser Entwicklung bestimmten, ist insbesondere darauf zurück zu führen, dass die Projekte an Standorten mit geringer Küstenentfernung und Wassertiefe errichtet werden konnten.

Einen weiteren Meilenstein in der Entwicklung der Offshore-Windenergie setzte das deutsche Unternehmen REpower Systems AG im Jahr 2006. Die Installation von zwei speziell für den Offshore-Einsatz entwickelten fünf Megawatt-WEAs rund 25 Kilometer vor der schottischen Küste stellte einen doppelten Rekord dar. Bei den Anlagen handelt es sich um die ersten Großturbinen mit fünf Megawatt Nennleistung, die in einer Rekordtiefe von 45 Meter auf einem Gitterrohrfundament, einem so genannten *jacket*, im Wasser verankert wurden. Die neuen Dimensionen in Bezug auf Anlagengröße und Wassertiefe, sind weltweit bis heute einmalig und wegweisend für die vergleichbaren Rahmenbedingungen des deutschen Markts.

Tabelle 1: Weltweit existierende Offshore-Windparks (Quelle: Eigene Recherche)

| Jahr | Projektname | Land | Anz. WEA | MW pro WEA | MW/ OWP | Anlagenhersteller | Wassertiefe in Meter | Entfernung in km |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1990 | Nogersund | SE | 1 | 0,22 | 0.22 | WindWorld | 7 | 0,25 |
| 1991 | Vindeby | DK | 11 | 0,45 | 4.95 | Bonus | 3-5 | 1,5-3 |
| 1994 | Lely | NL | 4 | 0,5 | 2.00 | Ned Wind | 5-10 | 0,75 |
| 1995 | Tuno Knob | DK | 10 | 0,5 | 5.00 | Vestas | 3-5 | 6 |
| 1996 | Dronten | NL | 28 | 0,6 | 16.80 | Nordtank | 5 | 20 |
| 1998 | Bockstiegen | SE | 5 | 0,5 | 2.50 | Windworld | 6 | 3 |
| 2000 | Blyth | GB | 2 | 2 | 4.00 | Vestas (V80) | 8,5 | 0,8 |
| 2000 | Mittelgrunden | DK | 20 | 2 | 40.00 | Bonus | 3-6 | 3 |
| 2000 | Utgrunden | SE | 7 | 1.5 | 10.50 | GE | 7-10 | 8-12 |
| 2001 | Yttre Steengrund | SE | 5 | 2 | 10.00 | NEGMicon | 16 | 5 |
| 2002 | Horns Rev | DK | 80 | 2 | 160.00 | Vestas | 5-14 | 14-20 |
| 2002 | Samsö | DK | 10 | 2,3 | 23.00 | Bonus | 11-15 | 4 |
| 2003 | Nysted | DK | 72 | 2,3 | 165.60 | Bonus | 6-9 | 10 |
| 2003 | Frederickshavn | DK | 4 | 2,3-3 | 10.60 | Vestas, Bonus, Nordex | 1 | 0,5 |
| 2003 | Arklow Bank | IR | 7 | 3,6 | 25.20 | GE | 10 | 10 |
| 2003 | North Hoyle | UK | 30 | 2 | 60.00 | Vestas | 12 | 7 |
| 2004 | Emden Dollart | GER | 1 | 4,5 | 4.50 | Enercon | 3 | 0,01 |
| 2004 | Hokkaido | JP | 2 | 0,6 | 1.20 | Vestas | 13 | 0,7 |
| 2004 | Ronland | DK | 8 | 2-2,3 | 17.20 | Bonus, Vestas | N.A. | Hafennähe |
| 2005 | Scroby Sands | UK | 30 | 2 | 60.00 | Vestas | 4-8 | 2,5 |
| 2005 | Kentish Flats | UK | 30 | 3 | 90.00 | Vestas | 5 | 9 |
| 2006 | Rostock Breitling | GER | 1 | 2,5 | 2.50 | Nordex | 2 | 0,5 |
| 2006 | Beatrice | UK | 2 | 5 | 10.00 | Repower | 45 | 22 |
| 2006 | Egmond aan Zee | NL | 36 | 3 | 108.00 | Vestas | 18 | 10-18 |
| 2007 | Burbo | UK | 25 | 3,6 | 90.00 | Siemens | 1-8 | 6 |
| 2007 | Lillgrund | SE | 48 | 2,3 | 110.00 | Siemens | 10 | 7 |
| | | | **Gesamtleistung:** | | **1.033.77** | **Durchschnitt:** | **9,22** | **6,45** |

Insgesamt waren per Stand 31. Dezember 2007 weltweit 26 Offshore-Windenergieprojekte[4] mit einer Gesamtleistung von rund 1.034 Megawatt installiert[5]. Davon befinden sich 25 in Europa und eines in Japan.

## 2.2 Rahmenbedingungen in Deutschland

Der Überblick über die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie verdeutlicht, dass Deutschland sich noch am Beginn der Nutzung dieser Technologie befindet. Die Ursachen dafür sind vor allem in den besonderen Rahmenbedingungen in Deutschland zu suchen, die im Folgenden näher betrachtet werden. Dabei wird zwischen politischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unterschieden.

[4] Per Definition des EEG befindet sich eine Offshore-WEA mindestens drei Seemeilen von der Küste entfernt. Bei den beiden in Deutschland bestehenden Testanlagen handelt es sich folglich streng genommen nicht um Offshore-WEA. Konsequenterweise wären folglich einige der in der Tabelle genannten Projekte ebenfalls nicht als Offshore-Projekte auszuweisen. Der Vollständigkeit halber wurden alle bekannten Projekte aufgenommen.

[5] Es werden lediglich Projekte miteinbezogen, die bis Ende 2007 vollständig in Betrieb genommen waren. Weitere Parks befinden sich in der Bauphase.

### *2.2.1 Politische Rahmenbedingungen*

Die deutsche Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 30 Prozent und bis zum Jahr 2050 auf 50 Prozent zu steigern. Die nationale Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sieht dafür die Umstellung der Energieversorgung auf eine nachhaltige Basis als zentralen Mechanismus an. Das größte Potenzial wird im Rahmen dieser Umstellung der Nutzung der Offshore-Windenergie zugesprochen. Aus diesem Grund wurde Anfang des Jahres 2002 die „Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See“ veröffentlicht (BMU 2002). Dieses Positionspapier sieht vor, „zügig wichtige Voraussetzungen für die Errichtung von Offshore-Windparks zu schaffen“ (BMU 2002, 2). Konkret lautet das Ziel:

- mindestens 500 Megawatt bis zum Jahr 2006
- 2.000 bis 3.000 Megawatt bis zum Jahr 2010
- 20.000 bis 25.000 Megawatt bis zum Jahr 2025/ 2030

Die Ausbauziele für 2006 wurden nicht erreicht. Dennoch hält die Bundesregierung an den langfristigen Zielen ausdrücklich fest (Lönker 2006, 33). Eine aktualisierte Version des Strategiepapiers gibt es bisher nicht. Die Ausgestaltung der im nachfolgenden Abschnitt dargestellten gesetzlichen Rahmenbedingungen zeigt jedoch deutlich, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie ernst genommen wird und politische Unterstützung genießt.

### *2.2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen*

Bei großen Projekten sind die rechtlichen Rahmenbedingungen regelmäßig äußerst umfangreich und komplex. An dieser Stelle soll auf die zwei für OWPs aus wirtschaftlicher Sicht zentralen Gesetze eingegangen werden: Das EEG und das Infrastrukturgesetz.

Seit seinem Inkrafttreten am 29. März 2000 regelt das EEG die Vergütungsstrukturen für Strom aus Erneuerbaren Energien. Da die Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms die einzige Einnahmequelle des Windparkbetreibers sind, hängt es von der Höhe des Einspeisetarifs ab (unter der Annahme von gegebenen Kosten), ob die Projekte wirtschaftlich tragfähig und damit realisierbar sind. Das Gesetz wird regelmäßig vom Gesetzgeber überprüft und der technologischen und wirtschaftlichen Entwicklung angepasst. Derzeit gilt die zweite Version des EEG vom 21. Juli 2004.

*„Mit der derzeitigen vorgesehenen Vergütung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Höhe von 9,1 Eurocent pro Kilowattstunde sind die geplanten Offshore-Projekte kaum finanzierbar“* (Lönker 2005, 12). Diese Aussage entspricht der einhelligen Meinung der Branchenexperten, die zusätzlich durch verschiedene Studien gestützt wird (Jeske & Hirschhausen 2005 & KPMG 2007). Zu dieser Erkenntnis kommt auch der Erfahrungsbericht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) aus dem Jahr 2007, in dem eine Anpassung der Vergütung auf elf bis 15 Cent pro kWh vorgeschlagen wird (BMU 2007, 18). Eine Neufassung des EEG ist gegenwärtig in Arbeit. Seit dem 5. Dezember 2007 existiert ein Kabinettsentwurf der novellierten Fassung (vgl. Abbildung 2).

Die in Aussicht gestellte Vergütung von 14 Cent (bei Baubeginn vor 2013) entspricht im Wesentlichen den Forderungen der Branche. Es ist daher davon auszugehen, dass 14 Cent pro Kilowattstunde ausreichen, um einen OWP in deutschen Gewässern zu bauen und

wirtschaftlich zu betreiben[6]. Der Kabinettsentwurf soll in der ersten Hälfte des Jahres 2008 im Bundestag behandelt werden und voraussichtlich zum 1. Januar 2009 in Kraft treten.

> *§ 31 Windenergie Offshore*
>
> *(1) Für Strom aus Offshore-Anlagen beträgt die Vergütung 3,5 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).*
>
> *(2) In den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage beträgt die Vergütung 12 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung). Für Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich die Anfangsvergütung nach Satz 1 um 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Der Zeitraum der Anfangsvergütung nach den Sätzen 1 und 2 verlängert sich für Strom aus Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen und in einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern errichtet worden sind, für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.*
>
> *(3) [...]*

Abbildung 2: §31 aus dem Kabinettsentwurf des EEG (Quelle: BMU 2007a, 16)

Das Infrastrukturgesetz ist die zweite wichtige rechtliche Rahmenbedingung, die die Finanzierung von OWPs beeinflusst. Es trat am 17. Dezember 2007 in Kraft und verpflichtet die Netzbetreiber zur Bereitstellung einer Netzanbindung für OWPs. Gemäß §17 Abs. 2a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist der nächstgelegene Netzbetreiber für die Netzanbindung des Parks, vom Umspannwerk auf See bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt, zuständig. Für die Projektentwickler stellt dieses Gesetz eine erhebliche finanzielle Entlastung dar, da die Kosten für die Netzanbindung bisher mit einem Viertel bis einem Drittel der Gesamtinvestitionskosten veranschlagt wurden (Witt 2007, o.S.; Lönker 2006a, 22; Skiba 2006, o.S.). Diese Kosten sind nun von den Netzbetreibern zu tragen. Hinzu kommt, dass Leitungsverluste der Seekabel zukünftig zu Lasten der Netzbetreiber gehen und für den Windparkbetreiber keine Auswirkungen mit sich bringen (Lönker 2006a, 22f). Bisher gilt diese Regelung jedoch nur für Projekte, mit deren Bau vor dem 31. Dezember 2011 begonnen wird.

### *2.2.3 Geographische Rahmenbedingungen*

Bevor der gegenwärtige Entwicklungsstand der deutschen Projekte betrachtet werden kann, ist es notwendig, die geographischen Gegebenheiten der deutschen Nord- und Ostsee und ihre bisherige wirtschaftliche Nutzung darzustellen. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind von zentraler Bedeutung für die deutsche Offshore-Windenergie, da sie sich erheblich von denen der anderen Länder unterscheiden.

Die deutschen Küstengewässer befinden sich in einer intensiven Nutzung durch Seefahrt, Fischerei, Tourismus und Militär. Darüber hinaus gehören große Teile zum Nationalpark

[6] Diese Ansicht äußerte die Mehrheit der vom Autor befragten Branchenexperten (vgl. Abschnitt 5.9). Veröffentlichte Modellrechnungen auf Grundlage der neuen Vergütungsstruktur sind nicht bekannt.

Wattenmeer, der aus Naturschutzgründen nicht wirtschaftlich genutzt werden darf (dena 2005a). Im Vergleich zu den bisher führenden Offshore-Nationen wie Dänemark und Großbritannien hat Deutschland aufgrund der geringen Küstenlänge nur wenig Meeresfläche, deren wirtschaftliche Nutzung zusätzlich von mehreren Parteien beansprucht wird. Dadurch verbleiben für die Offshore-Windenergie in Deutschland fast ausschließlich Standorte mit großem Abstand zur Küste und großer Wassertiefe. Die meisten Projekte in Deutschland haben eine Distanz zur Küste von 30 bis 100 Kilometer. In dieser Entfernung ist das Wasser in der Regel zwischen 20 und 40 Meter tief. Im Durchschnitt befinden sich die in deutschen Gewässern geplanten Parks rund 48,5 Kilometer vor der Küste in einer Wassertiefe von 28,2 Meter. Die bisher in anderen Ländern realisierten Projekte weisen einen durchschnittlichen Küstenabstand von 5,8 Kilometer und eine Wassertiefe von 7,73 Meter auf[7].

Tieferes Wasser und größere Entfernung zur Küste bedeuten aufwendigere und teurere Fundamente, längere und damit teurere Kabel und erschwerte Zugänglichkeit für Wartungsarbeiten. Unter derartigen Voraussetzungen bedarf es leistungsstärkerer WEAs, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Projekte zu ermöglichen. Mit der Entwicklung und dem Einsatz neuer Technologien steigen wiederum die Kosten und die Risiken. Das BMU kommt zu der Einschätzung, *„dass es sich bei der Offshore-Windenergienutzung unter den in Deutschland geltenden Rahmenbedingungen hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung um eine völlig neue Art der Windenergienutzung mit innovativer Technik, aber auch neuartigen Risiken handelt, die es in dieser Form auch in unseren europäischen Nachbarländern nicht gibt“ (BMU 2007, 113).* Nach Schätzungen werden die deutschen Projekte im Schnitt 33 Prozent teurer sein als die englischen oder dänischen OWPs (Arzt & Weinhold 2007, 40).

[7] Die bisher realisierten Projekte haben eine durchschnittliche Entfernung zur Küste von 6,45 Kilometer und eine Wassertiefe von 9,22 Meter (Siehe Abbildung 1). Werden die stark abweichenden Werte des Projekts Beatrice aus dieser Berechnung herausgelassen, ergeben sich ein durchschnittlicher Küstenabstand von 5,8 Kilometer und eine Wassertiefe von 7,73 Meter (Eigene Berechnung).

## 2.3 Entwicklungsstand der deutschen Offshore-Projekte

Vor dem Hintergrund sich abzeichnender verbesserter Wirtschaftlichkeit der Projekte nimmt die Offshore-Branche in Deutschland zunehmend an Fahrt auf. Derzeit befinden sich in Deutschland über 50 Projekte in der Planung, das bedeutet sie sind genehmigt oder die Genehmigung ist bei der zuständigen Stelle beantragt. Bisher wurde der Bau von insgesamt 28 Projekten zugelassen. Davon befinden sich 20 in der Nordsee, die verbleibenden acht in der Ostsee. Die folgende Abbildung gewährt einen Überblick über die Projekte, die in Deutschland eine Baugenehmigung erhalten haben.

Tabelle 2 : Übersicht genehmigter Offshore-Projekte in Deutschland (Quelle: PwC Recherche (Stand 31.01.2008); eigene Berechnung)

| Nr. | Projektname | MW pro WEA | Anzahl WEA | MW/ OWP | Derzeitiger Eigentümer | Wasser-tiefe in m | Entfer-nung in km |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Projekte Nordsee** | | | | | | | |
| 1 | Amrumbank West | 5 | 80 | 400 | E.on | 20-25 | 35 |
| 2 | BARD Offshore I | 5 | 80 | 400 | BARD | 39-41 | 89 |
| 3 | Alpha Ventus | 5 | 12 | 60 | "DOTI" (EWE, Vattenfall & E.on) | 28-30 | 45 |
| 4 | Borkum Riffgrund | 5 | 77 | 385 | DONG, Vattenfall, & Plambeck | 23-29 | 34 |
| 5 | Borkum Riffgrund West | 5 | 80 | 400 | Energiekontor | 29-33 | 50 |
| 6 | Dan Tysk | 5 | 80 | 400 | Vattenfall | 23-31 | 45 |
| 7 | Dollart ("Emden") | 4,5 | 1 | 4.5 | EWE | 3 | 0.01 |
| 8 | Delta Nordsee | 5 | 48 (80) | 240 (400) | E.on | 28-32 | 39 |
| 9 | Global Tech I | 2,5-5 | 80 | 300-400 | Nordsee Windpower | 39-41 | 100 |
| 10 | Gode Wind I | 5 | 80 | 400 | Evelop | 29-34 | 45 |
| 11 | He dreiht | 3,6-5 | 80 | 288-400 | WPD, inno Vent | 37-43 | 75 |
| 12 | Hochsee Windpark Nordsee | 5 | 80 | 400 | WPD, inno Vent | 39-40 | 75 |
| 13 | Meerwind (Ost & Süd) | 3,6-5 | 80 (2x40) | bis 400 | Windland Energieerzeugung | 23-26 | 53 |
| 14 | Nordergründe | 5 | 18 | 90 | Energiekontor | 13 | 13 |
| 15 | Nördlicher Grund | 5 | 64 | 320 | renergys | 23-38 | 86 |
| 16 | Nordsee Ost | 5 | 80 | 400 | Essent | 22 | 30 |
| 17 | Butendiek | 3-3,6 | 80 | 240-300 | Scottish and Southern Energy | 17-20 | 43 |
| 18 | OWP West | 3-5 | 80 | 240-400 | Evelop (Tochter von Econcern) | 35 | 50 |
| 19 | Sandbank 24 | 3-5 | 96 | 288-480 | Projekt GmbH | 23-35 | 100 |
| 20 | Wilhelmshaven | 4,5 | 1 | 4.5 | Essent | 3 | 0.5 |
| **Projekte Ostsee** | | | | | | | |
| 1 | Arkona Becken Südost | 5 | 80 | 400 | E.on | 21-38 | 35 |
| 2 | Baltic I | 2,5 | 21 | 52.5 | WPD | 16-19 | 15 |
| 3 | Breitling | 2,5 | 1 | 2.5 | WPD | 2 | 0.5 |
| 4 | GEOFReE | 5 | 5 | 25 | GEO | 20-21 | 19 |
| 5 | Klützer Winkel | 2 | 1 | 2 | Arcadis | 26 | 3 |
| 6 | Kriegers Flak | 51 x 3,6, 29 x 5 | 80 | 329 | WPD | 20-35 | 35 |
| 7 | SKY 2000 | 2-3 | 50 | bis 150 | E.on | 20-21 | 20 |
| 8 | Ventotec Ost 2 | 3-5 | 80 | bis 360 | Deutsche Bank, GHF | 25-45 | 32 |
| | | **Summe:** | **1.627** | **7.765** | **Mittelwert:** | **25,5** | **41,7** |

Insgesamt sind bis zum 31.01.2008 Genehmigungen für Flächen mit 1.627 WEA-Standorten erteilt worden. Davon liegen 1.309 in der Nordsee und 318 in der Ostsee. Das entspricht einer Leistung von rund 7.765 Megawatt, davon 6.444 Megawatt in der Nordsee und rund 1.321 in der Ostsee. Die folgenden Grafiken zeigen die Lage der Projekte.

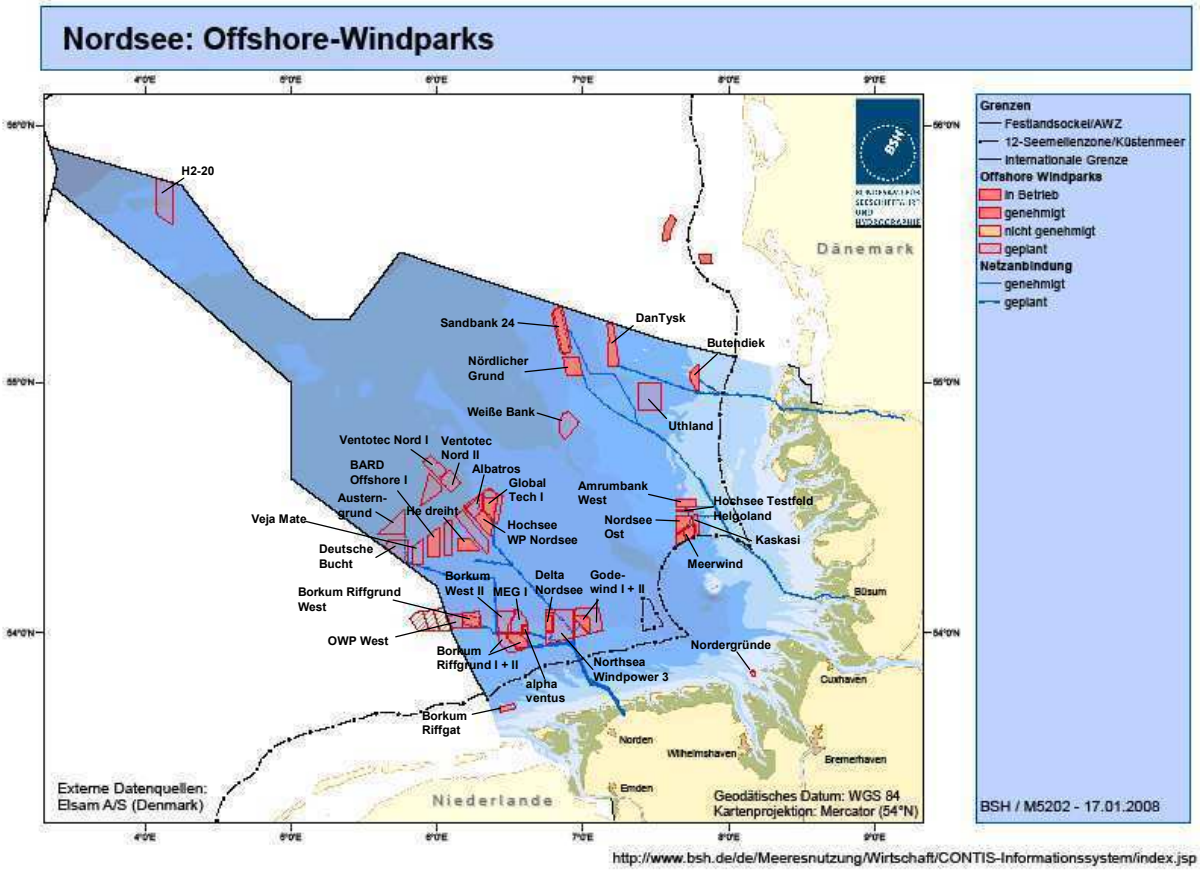


Abbildung 3: Geplante Offshore-Windparks in der Nordsee (Quelle: BSH & eigene Ergänzung der OWP Bezeichnung)

Die große Mehrzahl der Projekte befindet sich in der Nordsee, wo im Durchschnitt höhere Windgeschwindigkeiten zu verzeichnen sind als im Ostseeraum. Gleichzeitig erfordern größere Wassertiefe und Distanz zur Küste den Einsatz anspruchsvollerer Technologien. Die durchschnittliche Wassertiefe der deutschen Projekte beträgt 25,5 Meter. Bleiben die einzelnen Nearshore-Testanlagen unberücksichtigt ergibt sich sogar eine mittlere Wassertiefe von 28,2 Meter. Die Projekte in der Nordsee liegen mit 29,4 Meter in etwas tieferem Wasser als die Projekte in der Ostsee mit 25,1 Meter. Die Entfernung von der Küste beträgt im Mittel 41,7 Kilometer, unter erneuter Nichtberücksichtigung der Testanlagen ergibt sich ein Mittel von 48,5 Kilometer. Die Projekte in der Nordsee liegen dabei mit 55,9 Kilometer im Durchschnitt wesentlich weiter von der Küste entfernt als die Projekte in der Ostsee, die im Mittel rund 26 Kilometer Abstand zur Küste haben.

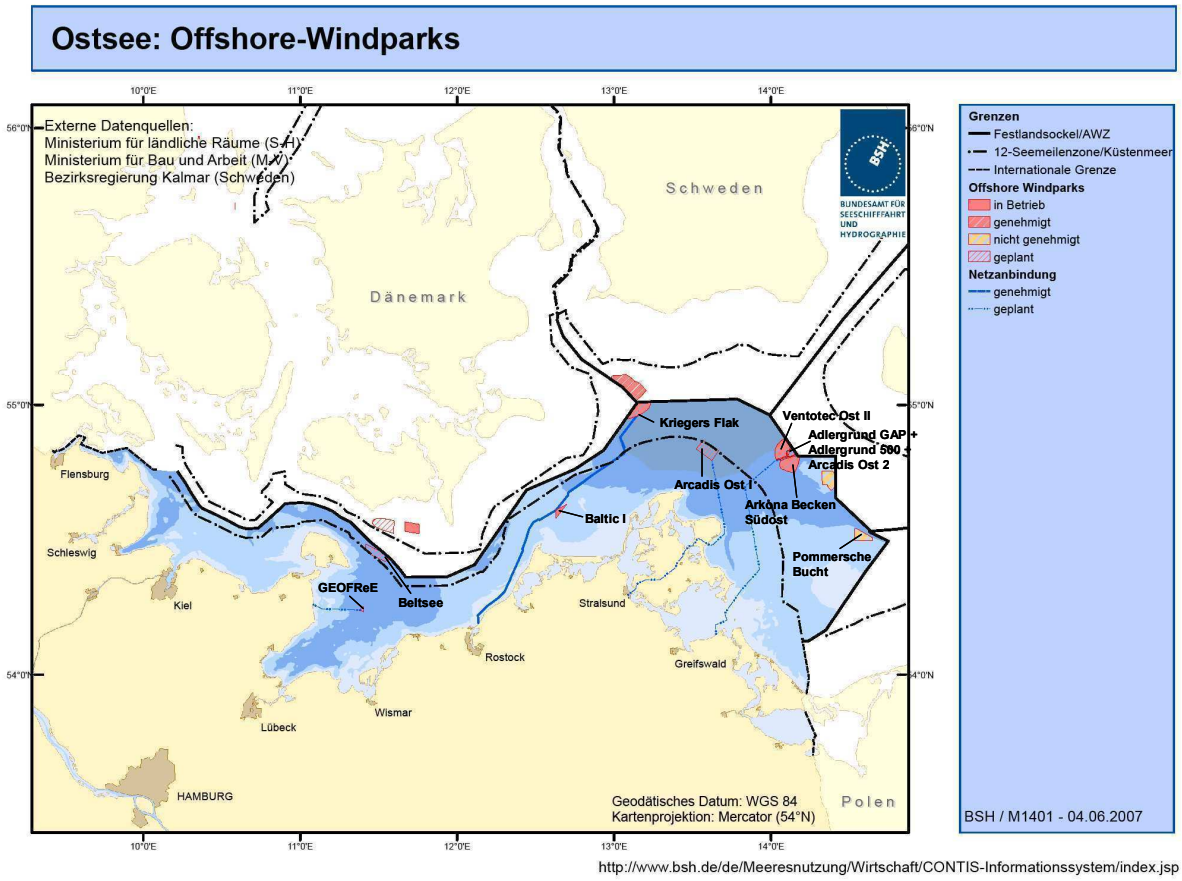


Abbildung 4: Geplante Offshore-Windparks in der Ostsee (Quelle: BSH & eigene Ergänzung der OWP Bezeichnungen)

In Tabelle zwei ist zu erkennen, dass der Großteil der geplanten Projekte einen Umfang von 80 Anlagen aufweist. Die in der Vergangenheit erteilten Genehmigungen beschränkten die Parkgröße zunächst auf eine „Pilotphase“ mit maximal 80 Anlagen. Nach erfolgreicher Realisierung dieser Phase sollte die als „Ausbauphase“ bezeichnete Erweiterung der Parks möglich sein. Für einzelne Projekte waren Ausbauphasen auf bis zu 1.000 WEAs angedacht. In der heutigen Genehmigungspraxis des BSH entfällt die Unterscheidung der Phasen und für die ehemalige „Ausbauphase“ müssen eigenständige Projektanträge gestellt werden. Wie groß die einzelnen Projekte in ihrer Endstufe tatsächlich werden ist ungewiss.

Relativ sicher ist der Baubeginn des ersten deutschen OWPs in diesem Jahr. In dem aus zwölf Anlagen der fünf Megawatt-Klasse bestehende Offshore-Testfeld „alpha ventus“ sollen erste Erfahrungen gesammelt werden. Die Errichtung der ersten sechs Anlagen und des Umspannwerks ist für Sommer 2008 geplant. Die Kabel für den Netzanschluss werden bereits verlegt. Errichtet und betrieben wird das Projekt von einem Konsortium der EVUs E.on, Vattenfall und EWE. Die Ergebnisse sollen dem weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie zu Gute kommen.

# 3. PROJEKTFINANZIERUNG UND RISIKOMANAGEMENT

Das Kapitel „Projektfinanzierung und Risikomanagement“ setzt sich mit den für den weiteren Verlauf dieser Arbeit notwendigen theoretischen Grundlagen auseinander. Zunächst wird eine Einführung in der Grundlagen der Projektfinanzierung gegeben. Der zweite Teil des Kapitels befasst sich mit dem Risikomanagementprozess bei Projektfinanzierungen. Die einzelnen Bestandteile werden anhand eines Phasenmodells erläutert. Anschließend wird im Rahmen einer Fallstudie ein bestehender OWP von den Erkenntnissen des Risikomanagements ausgehend betrachtet und eine Übertragbarkeit der Risikostruktur auf die deutschen Projekte untersucht.

## 3.1 Grundlagen der Projektfinanzierung

Den Ursprung der modernen Form der Projektfinanzierung sieht der Großteil der Autoren im Aufkommen der so genannten *production payment* Finanzierung, die zur Erschließung von Erdölvorkommen im Amerika der 1930er Jahre eingesetzt wurde. Die Arrangements sahen vor, den Schuldendienst gegenüber den Banken erst aus den Einnahmen des Ölverkaufes zu erbringen. Der Ansatz wurde von amerikanischen Banken zur heutigen Projektfinanzierung weiterentwickelt (Tytko 1999, 3).

### *3.1.1 Begriffsverständnis*

Das heute in der Literatur vorherrschende Begriffsverständnis basiert weitgehend auf dem amerikanischen *Financial Accounting Standard No. 47* aus dem Jahre 1981[8]. Dort wird Projektfinanzierung definiert als *„The financing of a major capital project in which the lender looks principally to the cash flows and earnings of the project as the source of funds for repayment and to the assets of the project as collateral for the loan. The general credit of the project entity is usually not a significant factor, either because the entity is a corporation without other assets or because the financing is without direct recourse to the owner(s) of the entity”* (FASB 1981, 11).

### *3.1.2 Charakteristika der Projektfinanzierung*

Aus der im vorherigen Abschnitt gegebenen Definition lassen sich drei zentrale Charakteristika einer Projektfinanzierung ableiten, die in der Literatur regelmäßig angeführt werden: *cash flow related lending, off balance sheet financing* und *risk sharing* (Backhaus & Werthschulte 2003; Tytko 1999; Ueckermann 1990).

Zentrales Beurteilungskriterium bei der Kreditvergabe und der Gewährung der Finanzierungskonditionen durch den Fremdkapitalgeber ist beim ***cash flow related lending*** der zukünftige finanzwirtschaftliche Einnahmeüberschuss (*cash flow*) aus dem laufenden Betrieb des Projekts (Tytko 1999, 9). Mit *cash flow* Kennziffern wie dem *debt service coverage ratio* (DSCR) (*cash flow* der $\text{Periode}_n$/ Schuldendienst der $\text{Periode}_n$) soll die grundsätzliche Schuldendienstdeckungsfähigkeit des Projekts festgestellt werden (Tytko 1999, 155f). Als wichtigste Maßnahme zur Sicherstellung des zukünftigen Schuldendienstes

[8] Die von zahlreichen Autoren verwendete Definition von Nevitt und Fabozzi geht ebenfalls auf den *Accounting Standard No. 47* zurück (Tytko 1999, 8). *„A financing of a particular economic unit in which a lender is satisfied to look initially to the cash flow and earnings of that economic unit as the source of funds from which a loan will be repaid and to the assets of the economic unit as collateral for the loan“* (Nevitt & Fabozzi 2000, 1).

dient daher eine intensive Überprüfung der Determinanten des *cash flow* durch fachliche Gutachten. Szenariobetrachtungen und Sensitivitätsanalysen helfen Risiken und Chancen zu erkennen und zu bewerten. Auf Basis der überprüften *cash flow* Prognosen wird ein projektspezifischer Finanzierungs- und Tilgungsplan erstellt (Ueckermann 1990, 18).

Für die Realisierung des Projekts wird eine rechtsfähige Projektgesellschaft gegründet, die die notwendigen Finanzmittel direkt beim Fremdkapitalgeber aufnimmt. Die Projektinitiatoren gelten nicht als Schuldner und müssen somit die Kredite nicht in ihren Jahresabschlüssen ausweisen. Ausschließlich die Projektgesellschaft tritt als Schuldner auf, während die Bilanzen der Initiatoren (weitgehend) unverändert bleiben (Ueckermann 1990). Aus diesem Grund wird von einer bilanzexternen Finanzierung oder von ***off balance sheet financing*** gesprochen. Dieses Charakteristikum wurde bisher in der Literatur mit Blick auf die Kapitalstruktur und Bonitätsbeurteilung der Sponsoren vielfach als großer Vorteil der Projektfinanzierung gesehen[9].

Die komplexe Struktur und das umfangreiche Vertragswerk von Projektfinanzierungen erfordern eine gründliche Auseinandersetzung mit möglichen Risiken. Zunächst müssen Risiken identifiziert und bewertet werden. Solche, die sich nicht eliminieren oder reduzieren lassen, werden unter den Projektbeteiligten aufgeteilt (Böttcher 2006, 35). Die Allokation der inhärenten Risiken wird als ***risk sharing*** bezeichnet. Dabei erfolgt die Verteilung üblicherweise nach der Fähigkeit und Bereitschaft der Beteiligten, die Risiken kontrollieren und tragen zu können (Stohlmeyer & Küver 2007, 148). Wichtig ist, die Interessen der Beteiligten so zu berücksichtigen, dass alle Parteien einen Anreiz haben sich für den Erfolg des Projekts einzusetzen (Wolf 2003, 67). Bei Großvorhaben können die Risikobereitschaft und die finanziellen Spielräume eines einzelnen Unternehmens überschritten werden. *Risk sharing* als Kernprinzip der Projektfinanzierung schafft die Möglichkeit, das Projekt im Verbund dennoch realisieren zu können (Reuter 1999, o.S.). Es erscheint daher folgerichtig, *„dass sich Projektfinanzierungen besonders häufig dort finden, wo Kristallisationspunkte wirtschaftlichen und technischen Fortschritts hohe Investitionssummen erfordern“* (Böttcher 2006, 3).

Ausgehend von der Definition und den herausgestellten Charakteristika lässt sich die Projektfinanzierung deutlich von einer klassischen Unternehmensfinanzierung abgrenzen.

[9] Insbesondere Tytko, aber auch andere Vertreter neuerer Literatur weisen jedoch auf eine Reihe von Effekten hin, die die Bilanz der Muttergesellschaft gleichwohl beeinflussen (Tytko 1999, 11ff). Da die Diskussion für den Fortgang der hier vorgenommenen Betrachtung keine Rolle spielt, sollen etwaige Auswirkungen an dieser Stelle nicht vertieft werden.

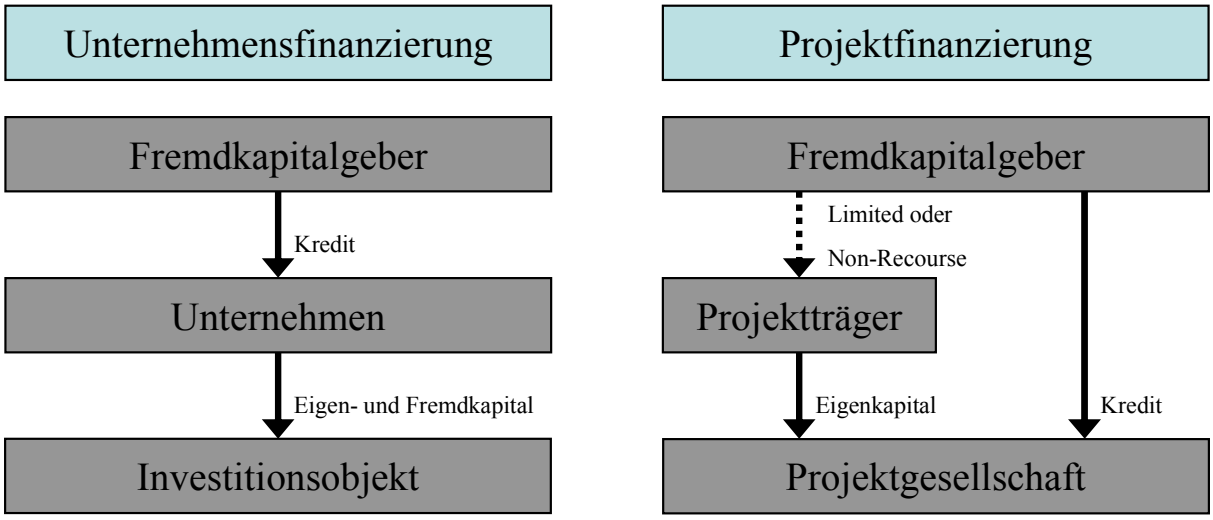


Abbildung 5: Abgrenzung Unternehmens- vs. Projektfinanzierung (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Stohlmeyer & Küver 2007, 32)

Bei einer konventionellen Unternehmensfinanzierung über einen Bankkredit oder eine Anleihe erfolgt die Bedienung der Fremdkapitalgeber in der Regel aus Unternehmenserträgen. Wie und wofür das kreditnehmende Unternehmen die Mittel einsetzt, bleibt ihm überlassen. Im Gegenzug haftet es mit seinen Vermögenswerten gegenüber dem Kapitalgeber und trägt damit das gesamte Risiko des Projekts, in das investiert wird. Bei der Projektfinanzierung hingegen wird nur der *cash flow* aus dem Projekt zur Tilgung der Verbindlichkeiten herangezogen und somit die Haftung des Sponsors zunächst auf die Eigenkapitaleinlage begrenzt (Wolf 2003, 68). Inwieweit der Fremdkapitalgeber auf den Projektträger zurückgreifen kann wird vertraglich geregelt. In dieser Differenzierung liegt das Kriterium für die in der Literatur gängige Unterscheidung in drei Varianten der Projektfinanzierung.

*3.1.3 Varianten der Projektfinanzierung*

Eine Systematisierung von verschiedenen Varianten der Projektfinanzierung wird in der Literatur regelmäßig unter dem Aspekt der Rückgriffsmöglichkeiten des Fremdkapitalgebers gegenüber dem Sponsor vorgenommen (Tytko 1999; Ueckermann 1990).

***Full recourse financing*** bedeutet, dass - obwohl das Projekt als eine eigenständige Gesellschaft firmiert - die Sponsoren gegenüber den Fremdkapitalgebern in vollem Umfang für die Rückzahlung der Kredite haften. Sie tragen damit das Projektrisiko nahezu allein. Streng genommen handelt es sich nicht um eine Projektfinanzierung, denn die bestimmenden Charakteristika des *cash flow related lending* und auch des *risk sharing* sind nicht gegeben (Weber et al. 2006, 27).

Bei einem ***limited recourse financing*** verfügen die Fremdkapitalgeber über einen in seinem Umfang begrenzten Rückgriff auf die Vermögenswerte der Sponsoren. Die Haftung kann dabei sowohl betragsmäßig auf eine maximale Summe als auch auf bestimmte Phasen des Projekts begrenzt werden (Tytko 1999, 14). So werden beispielsweise hohe Risiken in der Bau- und Inbetriebnahmephase häufig über so genannte Sponsorengarantien abgesichert, wenn es sich nicht um ein schlüsselfertiges Projekt handelt (Wolf 2003, 68). Bei der

vertraglichen Ausgestaltung der Haftungsmodalitäten kommt das Prinzip des *risk sharing* zum Tragen. Das *limited recourse financing* ist die in der Praxis am häufigsten zu findende Form der Projektfinanzierung (Stohlmeyer & Küver 2007, 37).

Das ***non recourse financing*** erlaubt den Fremdkapitalgebern gegenüber dem Projektträger keine Rückgriffsmöglichkeit, die über die Kapital- und Sacheinlagen der Projektgesellschaft hinausgeht. Der Kreditgeber, im Regelfall eine Bank, trägt damit einen Teil des unternehmerischen Risikos des Projekts (Tytko 1999, 14). Diese Form der Finanzierung und Risikoverteilung kommt in der Praxis selten vor. Sie lässt sich gegenüber Banken nur durchsetzen, wenn der *cash flow* nahezu ausfallsicher ist (Wolf 2003, 68). Die gesetzlich festgelegte Vergütung und vorrangige Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien durch das EEG bietet beispielsweise eine gute Grundlage für derartige Vereinbarungen.

### *3.1.4 Beteiligte und Phasen der Projektfinanzierung*

In den bisherigen Ausführungen zur Projektfinanzierung wurden lediglich die Rollen zweier Beteiligter, nämlich der Eigen- und Fremdkapitalgeber, näher betrachtet. An komplexen, als Projektfinanzierung arrangierten Vorhaben sind jedoch regelmäßig weitere Parteien beteiligt. Das Vorhandensein mehrerer Vertragspartner ist die Voraussetzung für das *risk sharing*, eines der Kernprinzipien der Projektfinanzierung. Bei Großprojekten sind üblicherweise die im Folgenden dargestellten Funktionen zu besetzen:[10]

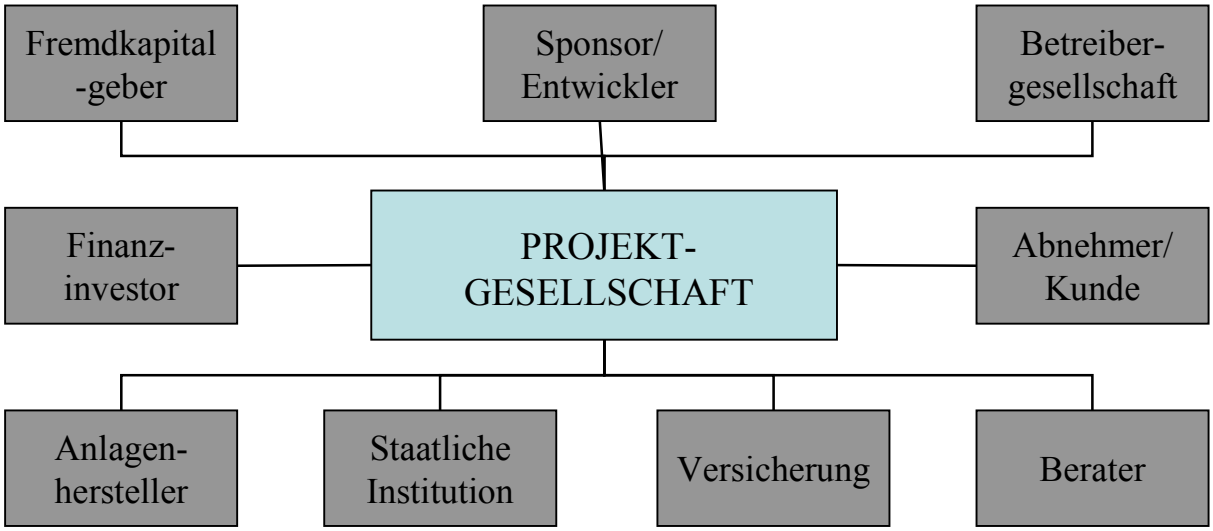


Abbildung 6: Beteiligte einer Projektfinanzierung (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Stohlmeyer & Küver 2007, 51)

Das umfangreiche Geflecht aus verschiedenen Akteuren und ihren Interessen so zu strukturieren, dass alle Beteiligten einen Anreiz am Gelingen des Projekts haben, stellt die zentrale Herausforderung der Projektfinanzierung dar. Die teilweise stark divergierenden Ziele der Beteiligten müssen grundsätzlich vereinbar sein, so dass sich die Unternehmen zu einer *community of interest* zusammenfügen lassen. Nur die Schaffung einer *win-win*

[10] Eine Funktion oder Rolle muss dabei nicht immer gleichbedeutend mit einem Unternehmen sein. So kann beispielsweise der Abnehmer gleichzeitig der Sponsor des Projekts sein oder der Anlagenlieferant gleichzeitig der Contractor.

*situation* für alle Beteiligten ermöglicht eine Erfolg versprechende Zusammenarbeit über die gesamte Projektdauer (Wolf 2003, 67).

Eine genaue Analyse der Beteiligten und ihrer jeweiligen Interessen ist von elementarer Bedeutung für den Aufbau einer Projektfinanzierungsstruktur. Die Anforderungen können gemäß der jeweiligen Situation des Unternehmens sehr unterschiedlich sein. Die genaue Kenntnis der Interessenlagen erleichtert die späteren Vertragsverhandlungen und erhöht die Erfolgsaussichten des Projekts (Siebel 2001, 70). Für die Projektfinanzierung von OWPs stehen beim Thema Risikomanagement insbesondere Sponsoren, Fremdkapitalgeber, Anlagenlieferanten, Versicherungen und Finanzinvestoren im Zentrum des Interesses. Sie werden im Folgenden vorgestellt.

Die **Sponsoren**[11] - auch Projektentwickler, Initiatoren, Promotoren oder Projektträger genannt - sind die Auftraggeber des Projekts. Sie entwickeln die Projektidee und haben ein unternehmerisches Interesse an der erfolgreichen Realisation. *„Kennzeichnend für Sponsoren ist, dass sie eine wesentliche Verantwortung für Planung, Organisation und Durchführung des Entwicklungsprozesses tragen, der zu gründenden Projektgesellschaft in erheblichem Umfang Eigenkapital […] zur Verfügung stellen und an der langfristigen Wertschöpfung des Projekts partizipieren“* (Siebel 2001, 70). Damit sind Sponsoren keine passiven Investoren, sondern aktive Entwickler des Projekts (Weber et al. 2006, 32). Sie verfolgen strategische und unternehmerische Ziele wie beispielsweise die Erschließung neuer Märkte oder Rohstoffquellen. Außerdem kann die Projektfinanzierung eingesetzt werden, um die Risikostruktur eines Unternehmens zu verändern. *„Sponsoren können einzelne Unternehmen, Konsortien, öffentliche Instanzen und Privatpersonen sein, also bspw. Bau- und Lieferunternehmen, Lieferanten von Vorprodukten, Abnehmer des Projektoutputs oder Regierungen“* (Siebel 2001, 88). In der Offshore-Windenergiebranche waren zunächst ausschließlich kleine und mittlere Planungsbüros aus dem Onshore-Bereich als Initiatoren aktiv. Sie planten zunächst die Parks mittels Projektfinanzierungen, wie Onshore üblich, zu realisieren. Zunehmend drängen auch große und finanzkräftige Energiekonzerne als Sponsoren in den Markt (vgl. Abschnitt 4.2).

Die **Fremdkapitalgeber** nehmen eine wichtige Funktion bei der Projektfinanzierung ein, da der Hauptanteil der für eine Projektfinanzierung benötigten Mittel in der Regel aus Fremdkapital besteht. Fremdkapitalgeber können internationale Geschäftsbanken, internationale Finanzierungsinstitutionen, Exportfinanzierungsinstitute, institutionelle Anleger, Anlagen- und Rohstofflieferanten, Leasinggesellschaften oder am Projekt beteiligte Unternehmen sein (Ueckermann 1990). Von Geschäftsbanken gewährte Kredite stellen die wichtigste Quelle von Fremdkapital bei Projektfinanzierungen dar (Tytko 1999, 25)[12]. Primäres Ziel der Bank ist der Erhalt von Zinszahlungen, die zusätzlich zur vereinbarten Tilgung für die Bereitstellung des Kredits aus dem *cash flow* des Projekts an die Bank überwiesen werden (Weber et al. 2006, 33). Die Höhe des Zinses wird dem Risikoniveau des Projekts angepasst. Es ist hervorzuheben, dass die Bank im Erfolgsfall des Projekts nur über den vereinbarten Zins am Gewinn beteiligt wird, bei Zahlungsunfähigkeit der

[11] In der Projekfinanzierungsliteratur wird überwiegend von Sponsoren gesprochen, in der Offshore-Windbranche wird mehrheitlich der Begriff Projektentwickler verwendet. In dieser Arbeit werden beide Begriffe synonym verwendet.

[12] Diese Arbeit betrachtet Banken ausschließlich als Fremdkapitalgeber. Wie erläutert nehmen Banken häufig auch die Funktion des financial adviser ein. Dies ist jedoch eine andere Funktion innerhalb der Projektfinanzierung.

Projektgesellschaft aber nahezu ihren gesamten Einsatz verliert (Siebel 2001, 71). In der Sicherung des *cash flow* liegt daher das zentrale Anliegen der Bank. Hierzu lässt sie sich weitreichende Kontroll- und Aufsichtsrechte einräumen und wirkt in der Regel aktiv am Aufbau der Finanzierungsstruktur des Projekts mit.

Der **Anlagenlieferant** erstellt die für das Projekt notwendige *hardware* (und wird deshalb häufig auch als Projektersteller bezeichnet). Im Fall der Offshore-Windenergie besteht diese vor allem aus zwei Komponenten: der WEA und dem Fundament, auf dem die Anlage installiert wird[13]. Unter Anlagenlieferanten werden in dieser Arbeit daher sowohl die WEA-Hersteller als auch die Fundamentlieferanten verstanden. Ziel der Lieferanten ist es, für das bereitgestellte Produkt einen möglichst guten Preis, tragbare Gewährleistungen und einen gesicherten Zahlungseingang zu erreichen (Schill 1990, 31). Bei herkömmlichen Projektfinanzierungen fungiert der Anlagenlieferant häufig als Generalunternehmer und liefert ein schlüsselfertiges Produkt zu einem festen Preis (Weber et al. 2006, 34). Dies ist auch bei Onshore-Windprojekten gängige Praxis. Bei großen Offshore-Projekten hingegen treten die WEA-Hersteller (bisher) nicht als Generalunternehmer auf, sondern liefern ausschließlich die Turbinen. Die Fundamente stammen von Bauunternehmen, die bisher ebenfalls nicht bereit sind, als Generalunternehmer aufzutreten[14].

**Versicherungen** spielen bei Projektfinanzierungen eine wichtige Rolle. *Risk sharing* ist eines der zentralen Charakteristika der Projektfinanzierung. Die gesamte Konstruktion dieser Finanzierungsform dient dazu, Risiken durch geschickte Vertragsgestaltung effizient und sinnvoll zu verteilen (Siebel 2001, 85). Einige Risiken können, andere sollen aus Kosten-Nutzen-Überlegungen nicht von den Beteiligten direkt getragen werden. Insbesondere, wenn kleineren Sponsoren, die nicht über die Finanzkraft verfügen, Risiken zu tragen, mit Finanzinvestoren zusammenarbeiten, stellt der Abschluss einer Versicherung die einzige Möglichkeit dar, die Finanzierung abzusichern (Liebreich 2005, 20). Finanzstarke Sponsoren besitzen die Möglichkeit, mehr Risiken selbst zu tragen, aber auch sie sind auf Versicherungsleistungen angewiesen. Mit dem Entwurf von passenden Versicherungskonzepten bei Großprojekten werden regelmäßig Versicherungsmakler und Beratungsunternehmen betraut (Siebel 2001, 86). Es ist genau zu prüfen, ob und wo die Inanspruchnahme von Versicherungsleistungen bei OWPs notwendig oder sinnvoll ist und welche Auswirkungen dies auf die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Projekts hat (Tytko 1999, 33). Es sei darauf hingewiesen, dass sämtliche sich im Betrieb befindliche OWPs umfangreich versichert sind.

Verfügen die Sponsoren nicht über genügend Eigenkapital oder wollen sie aus strategischen Gründen einen Partner miteinbeziehen, können **Finanzinvestoren** in das Projekt miteingebunden werden. Unter dem Begriff Finanzinvestor wird jede Person oder Unternehmung verstanden, die sich neben dem Sponsor mit Eigenkapital an einer Projektfinanzierung beteiligt. *„Finanzinvestoren spielen aus strategischer Sicht zwar eine weitaus geringere Rolle als Sponsoren, ihre Einbindung kann jedoch gerade bei größeren Projekten das Zustandekommen eines Vorhabens überhaupt erst ermöglichen, z.B. wenn die*

[13] Eine weitere elementare Komponente sind die Kabel zur Netzanbindung des Windparks. Da die Anbindung jedoch seit 2006 vom nächstgelegenen Netzbetreiber kostenfrei zur Verfügung gestellt werden muss, spielen Kabellieferanten im Rahmen einer Projektfinanzierung als Anlagenlieferant keine Rolle mehr. Die Lieferanten der Umspannstation werden aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht einzeln betrachtet.

[14] Einzelne Anbieter spielen mit dem Gedanken ihr Angebot zu erweitern, indem sie auch den Aufbau übernehmen. Als Generalunternehmer agierende Anlagenlieferanten gibt es in Deutschland noch nicht.

*Sponsoren nicht in der Lage sind, ausreichend Eigenkapital aufzubringen"* (Weber et al. 2006, 32). Ihre Beteiligung kann den Sponsoren durch das Bereitstellen von Eigenkapital über die lange Phase der Projektentwicklung helfen und dann die Aufnahme von Fremdkapital ermöglichen. Finanzinvestoren unterscheiden sich von den Sponsoren darin, dass sie keine unternehmerischen, sondern vorrangig finanzielle Interessen verfolgen und einzig auf die Renditemaximierung des von ihnen eingesetzten Kapitals abzielen. Bei den Finanzinvestoren handelt es sich in der Regel um Kapitalanlagegesellschaften, Versicherungen, Pensionsfonds und Investmentgesellschaften, die das Geld ihrer Kunden in nicht börsennotierten Gesellschaften anlegen wollen (Siebel 2001, 83; Weber et al. 2006, 32).

Die vorgestellten Beteiligten sind nicht alle gleichzeitig und gleich intensiv am Aufbau der Projektfinanzierung beteiligt. Veranschaulichen lässt sich ihr jeweiliger Einsatz anhand eines Phasenmodells der Projektfinanzierung. Die Projektphasen werden dabei als in sich abgeschlossene Abschnitte des Projekts verstanden, die sich in Bezug auf Ziele, Aktivitäten und Beteiligte unterscheiden (Tytko 1999, 34). Die folgende Abbildung zeigt das Phasenmodell der Projektfinanzierung.

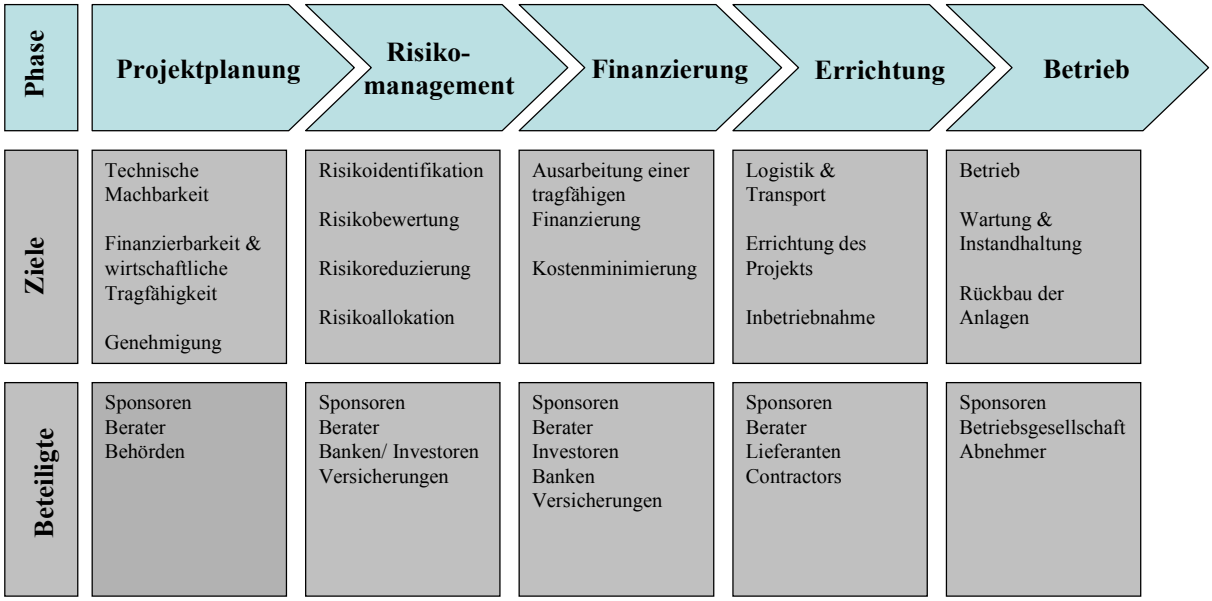


Abbildung 7: Phasen einer Projektfinanzierung (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Weber et al. 2006, 92)

Die Abbildung teilt den Prozess der Projektfinanzierung in fünf Phasen ein. Die einzelnen Phasen sind in der Realität in ihrer zeitlichen Abfolge nicht ausschließlich hintereinander angeordnet, sondern überlappen sich teilweise. So impliziert beispielsweise das Risikomanagement einen Prozess, der während der gesamten Projektfinanzierung betrieben wird. Das Modell dient der Veranschaulichung und soll hervorheben, dass die eigentliche Finanzierung nur einen Teilbereich der Projektfinanzierung darstellt. Dem Management und der Verteilung von Risiken kommt zentrale Bedeutung zu. Der erfolgreichere Verlauf der Risikoallokation stellt eine unabdingbare Voraussetzung für die Finanzierung dar.

## 3.2 Risikomanagement bei Projektfinanzierungen

Die große Bedeutung des Risikomanagements bei der Projektfinanzierung liegt in der ihr eigenen Struktur begründet. Die Projektfinanzierung basiert auf in der Zukunft zu erbringenden Zahlungen, die nur aus dem Projekt selbst generiert werden. Die Sicherstellung des *cash flow* und die Vermeidung ungeplanter Kosten ist folglich das oberste Ziel aller Beteiligten und ein umfassendes Risikomanagement daher für alle Parteien unerlässlich (Böttcher 2006, 33). Bei der Offshore-Windenergie kommt erschwerend hinzu, dass es sich um eine neue, unzureichend erprobte Technologie handelt. Für die Onshore-Windenergie existieren bereits bewährte Risikostrukturen, die jedoch nicht ohne weiteres auf Offshore-Projekte übertragbar sind. Auf Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern kann aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen nur begrenzt zurückgegriffen werden (vgl. Abschnitt 2.2). An die besonderen Herausforderungen angepasste Risikostrukturen befinden sich derzeit in der Entwicklung, weshalb dem Risikomanagement im Rahmen der vorliegenden Arbeit besondere Beachtung geschenkt wird.

### *3.2.1 Begriffverständnis*

Für eine Definition des Risikobegriffs finden sich in der Literatur zwei Varianten: eine ursachenorientierte und eine wirkungsorientierte (Tytko 1999, 142; Uekermann 1993, 23). Die erste Variante versteht Risiko als Entstehungsursache, die aus einem mangelnden Wissensstand der Entscheider herrührt. Durch diesen Mangel können Handlungsalternativen nicht optimal bewertet und genutzt werden. Es entsteht das Risiko von Fehlentscheidungen. Risiko wird folglich verstanden *„als die Möglichkeit, daß eine Situation eintritt, für welche die zuvor getroffene Entscheidung unter Berücksichtigung einer gegebenen Zielsetzung nicht optimal war“* (Uekermann 1993, 23). Die zweite Betrachtungsweise versteht Risiko als Verlustgefahr bei Nichterreichen definierter Ziele (Tytko 1999, 142). Damit wird die Wirkung und nicht die Ursache in den Vordergrund gestellt. Die an zweiter Stelle vorgestellte Definition entspricht dem umgangssprachlichen Verständnis und liegt den meisten Betrachtungen über Projektfinanzierung zugrunde. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit leistet die erste Definition jedoch eine sinnvolle Erweiterung des Risikoverständnisses, da hier auch Ursachen möglicher finanzieller Verluste wie beispielsweise technische Mängel mit einbezogen werden. Ursachenbezogene Aspekte spielen gerade im Risikomanagement von Offshore-Windenergieprojekten eine entscheidende Rolle, wie erste Erfahrungen aus dem europäischen Ausland zeigen (Gerdes et al. 2005).

### *3.2.2 Phasenmodell des Risikomanagements*

Das Risikomanagement spielt sich auf zwei Ebenen ab: Erstens muss jeder einzelne Teilnehmer für in seinem Verantwortungsbereich bestehende Risiken eine Bewertung vornehmen und Maßnahmen zum Umgang mit ihnen entwickeln. Zweitens bedarf es der Entwicklung eines Risikomanagements für das gesamte Projekt, in dem eine Gesamtrisikostruktur definiert wird. Hervorzuheben ist, dass Risikomanagement in Projektfinanzierungen einen fortlaufenden und interaktiven Prozess darstellt, wie das Phasenmodell der Projektfinanzierung in Abbildung 7 verdeutlicht. Die Bewertung von Risiken und die Auswahl von geeigneten Maßnahmen und Instrumenten zur Rsikovermeidung oder –reduzierung ist ein schwieriger und mitunter langwieriger Vorgang. Das in diesem Kapitel entwickelte Modell soll einen Überblick über den Prozess des Risikomanagement geben und dabei helfen, die weitere Betrachtung zu strukturieren. Es

werden vier Phasen unterschieden, deren Inhalte und Instrumente im Folgenden erläutert werden.

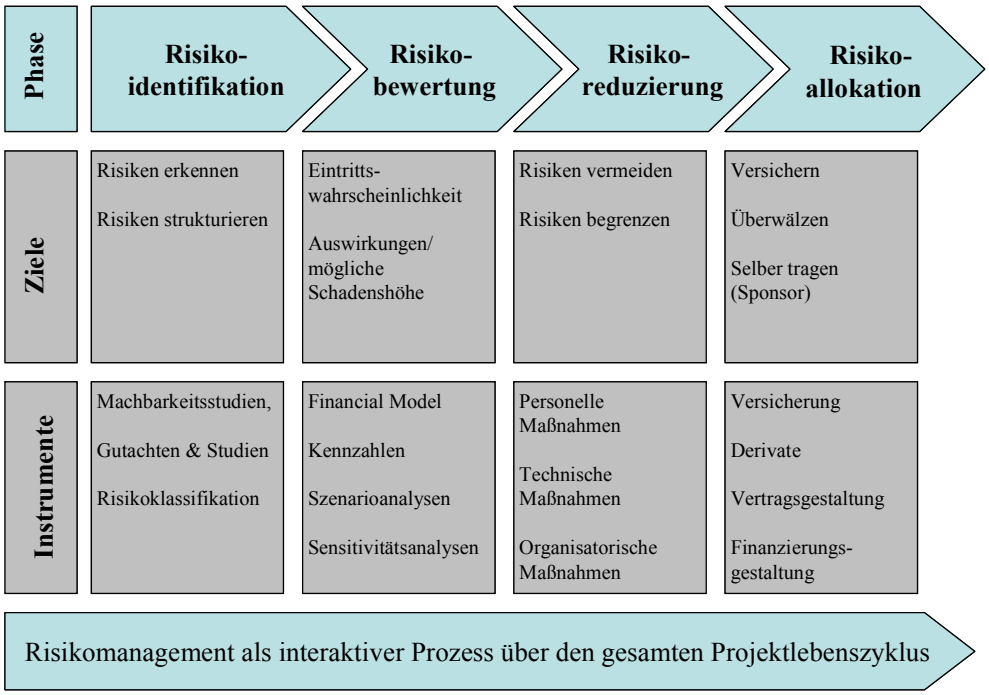


Abbildung 8: Prozess des Risikomanagements (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Weber et al. 2006, 98; Böttcher 2006, 35)

#### 3.2.2.1 Risikoidentifikation

Im ersten Schritt geht es darum, potenzielle Risiken zu erkennen. Dazu bedarf es einer ausführlichen Auseinandersetzung mit dem geplanten Projekt. Eine erste Möglichkeit dies in strukturierter Form umzusetzen bietet eine Machbarkeitsstudie. Weitere Gutachten und Studien zu einzelnen Fragestellungen sind unverzichtbar. Bei der Risikoidentifikation spielt zudem die Erfahrung der Beteiligten eine große Rolle. Gibt es beispielsweise Projekte mit vergleichbaren Rahmenbedingungen, vorzugsweise von den Beteiligten selbst realisiert, kann davon ausgegangen werden, dass auch die Risiken ähnlich gelagert sind. Bei neuen Formen von Projekten oder Technologien muss dagegen der Risikoidentifikation besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden.

Um den Prozess der Risikoidentifikation möglichst strukturiert und damit gründlich durchführen zu können, haben sich in der Projektfinanzierung verschiedene Klassifikationsschemata etabliert. In diesen Schemata werden Risiken zu Gruppen geclustert, um einen besseren Einblick in die Risikostruktur zu erlangen und darauf aufbauend leichter Maßnahmen zu deren Abwehr anwenden zu können (Tytko 1999, 144). Tytko beschreibt drei Formen (Tytko 1999, 145):

- Es erfolgt eine Zuordnung von Risiken zu den einzelnen Beteiligten. Hier kann zunächst nach versicherbaren und nicht versicherbaren Risiken unterschieden werden. Die nicht versicherbaren Risiken können dann der Eigen- oder der Fremdkapitalseite zugerechnet werden.

- Die Risiken können auch zeitlich den verschiedenen Projektphasen zugeordnet werden. Dieser Ansatz geht davon aus, dass in den unterschiedlichen Phasen verschiedene Risiken relevant sind, und dass jede Phase des Projekts über eine eigene Risikostruktur verfügt (vgl. Abbildung 7).
- Außerdem ist eine Ordnung der Risiken nach ihren Entstehungsursachen möglich. Unterschieden werden kann zwischen technischen, wirtschaftlichen und sonstigen Risiken.

Im Gegensatz zu diesen Ausführungen argumentieren Böttcher und Schmitt, dass derartige Einteilungen zu unscharf seien. Die Autoren kritisieren, dass eine eindeutige Zuordnung oft nicht möglich sei, da es zu Überschneidungen komme (Schmitt 1989, 131f; Böttcher 2006, 43). Sie plädieren dafür die oben vorgestellten allgemeinen Risiken zunächst in zwei Gruppen zu unterscheiden, solche, *„die von der Projektgesellschaft oder anderen Projektbeteiligten kontrolliert werden können (projektendogene Risiken) und solche Risiken, die außerhalb der Projektbeteiligten auf das Projekt einwirken (projektexogene Risiken)“* (Böttcher 2006, 45). Welcher Ansatz für OWP-Projekte am besten geeignet ist wäre im Einzelfall zu entscheiden.

3.2.2.2 Risikobewertung

Ausgehend von den identifizierten und systematisierten Risiken wird im zweiten Schritt des in Abbildung zehn dargestellten Modells ermittelt, welche Auswirkungen die Risiken auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts haben können. Dazu wird mit dem Aufbau eines computergestützten *cash flow* Modells, eines so genannten *financial model* begonnen, das alle verfügbaren Informationen zu einer wirtschaftlichen Gesamtbetrachtung des Projekts zusammenführt. Ausgehend von diesem Modell werden statische Kennzahlen (*coverage ratios*) berechnet und dynamische Analysen durchgeführt.

Das ***financial model*** bildet die zentrale Grundlage für die Investitions- und Kreditvergabeentscheidung. Es handelt sich heute in der Regel um ein auf Microsoft Excel basierendes Kalkulationstool, welches in erster Linie dazu dient, das Projekt quantitativ abzubilden und den zu erwartenden *cash flow* zu berechnen. Anhand einer solchen Betrachtung soll unter Einbeziehung möglichst vieler Informationen eine verlässliche Prognose erreicht werden. Die im Modell errechneten Zahlen ermöglichen die Bildung von Kennziffern für das Projekt. Diese werden als statische Methoden der Risikoquantifizierung bezeichnet. Ziel der Berechnung dieser Kennzahlen ist in Erfahrung zu bringen, ob und inwieweit der *cash flow* ausreicht, um den Schuldendienst des Projekts zu erbringen. In der Praxis werden hauptsächlich drei Kennzahlen verwendet (Böttcher 2006, 107).

1) *Debt service cover ratio* = $\frac{\textit{cash flow}\text{ der Periode + Schuldendienstreserve}}{\text{Schuldendienst der Periode}}$

2) *Loan life cover ratio* = $\frac{\text{Barwert der zukünftigen }\textit{cash flows}}{\text{Ausstehende Kreditbeträge}}$

3) *Project life cover ratio* = $\frac{\text{Barwert der zukünftigen }\textit{cash flows}}{\text{Kreditstand}}$

Neben den statischen Kennzahlen können die Erkenntnisse aus dem *financial model* auch als Grundlage für dynamische Analysen genutzt werden. Die Sensitivitätsanalyse und die Szenarioanalyse stellen die in der Praxis gängigen Methoden dar (Tytko 1999, 157ff). Mit diesen Verfahren ist ein wesentlich besserer Einblick in die Risikostruktur des Projekts möglich als mit statischen Kennzahlen allein, da sich verändernde Rahmenbedingungen berücksichtigt werden können.

Die **Sensitivitätsanalyse** dient dazu, „die Reaktionsempfindlichkeit der geplanten Investitionsprojekte bei geänderten Umweltbedingungen aufzuzeigen“ (Tytko 1999, 157). Mit Hilfe dieser Methode kann die Auswirkung einzelner Inputfaktoren auf den *cash flow* berechnet und im Umkehrschluss herausgefunden werden, welche Faktoren den stärksten Einfluss ausüben. Letztere können später einer intensiveren Betrachtung im Risikomanagementprozess unterzogen werden. Damit leistet die Sensitivitätsanalyse einen Beitrag zur Herausarbeitung der Risikostruktur des Projekts. Darüber hinaus ermöglicht sie die Berechnung, wie weit bestimmte Inputfaktoren sich verändern dürfen, bevor sie die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Projekts gefährden (Tytko 1999, 157ff).

Die **Szenarioanalyse** ist eine Spezialform der Sensitivitätsanalyse. Dabei werden verschiedene Inputkombinationen durchgerechnet. Häufig werden drei Szenarien erstellt. Im *base case* werden die als wahrscheinlich erachteten Inputparameter durchgerechnet. Zusätzlich werden ein *best case* und ein *worst case* kalkuliert, in denen die Parameter jeweils positiv bzw. negativ um einen bestimmten Prozentsatz von den *base case*-Annahmen abweichen. Der *worst case* ist von besonderem Interesse, da berechnet wird, ob das Projekt auch unter schlechten Bedingungen seinen Kapitaldienst erbringen wird.

Das in diesem Abschnitt vorgestellte Instrumentarium der Risikobewertung kommt auch bei der Projektfinanzierung von OWPs zum Einsatz. Problematisch gestaltet sich dabei, dass derzeit bei den Inputvariablen noch viele Annahmen getroffen werden müssen, da gesicherte Informationen über Kosten, beispielsweise für Wartung und Instandhaltung, noch nicht verfügbar sind. Dieser Umstand führt auch bei technisch sehr guten Modellen und Analysen zu mit Unsicherheit behafteten Aussagen über die Wirtschaftlichkeit. Um ein umfassendes Risikoprofil zu erreichen, müssen zudem auch Risiken berücksichtigt werden, die nicht anhand quantitativer Verfahren abgebildet werden können. Die Qualität des Managements beispielsweise (Managementrisiko) kann in ihren Auswirkungen auf den *cash flow* nicht numerisch erfasst werden. Dennoch können Auswirkungen entstehen, weswegen diese Risiken ebenfalls erfasst und bewertet werden müssen (Tytko 1999, 163f). In der Praxis wird derartigen Risiken oftmals durch eine sorgfältige Auswahl der beauftragten Unternehmen begegnet. Bonität, Erfahrung und Reputation spielen dabei eine zentrale Rolle (Böttcher 2006, 55).

#### 3.2.2.3 Risikoreduzierung

Sind die Risiken identifiziert und quantifiziert, können die Entstehungsursachen genauer betrachtet werden. Ziel der Risikoreduzierung ist es, vor der Risikoallokation auf die Beteiligten eine Reduzierung einzelner Risiken zu erreichen. Risikoreduzierung wird hier verstanden als der Versuch durch den Einsatz neuer oder verbesserter Technologien, Methoden oder Mitarbeiter das Projektrisiko insgesamt zu senken, bevor es zur Verteilung auf die einzelnen Beteiligten kommt. Risikoreduzierung reicht dabei von einer geringen Verminderung zu einer gänzlichen Vermeidung des Risikos. Zwar wird die Risikoreduzierung

in der Literatur angeführt, weitergehende Ausführungen finden sich zu diesem Thema jedoch nur sehr begrenzt. Gelegentlich werden Risikoallokation und –reduzierung in einem Atemzug genannt, was zu einer Vermengung zweier zunächst unterschiedlicher Dinge führt. Ausgehend von dem Ansatz unter den Beteiligten eine *community of interest* zu schaffen, darf es nicht Ziel sein den Mitbeteiligten möglichst viele Risiken aufzuladen. Vielmehr sollte vorab gemeinsam versucht werden Risiken zu vermindern oder grundsätzlich zu vermeiden.

Risikovermeidung bedeutet die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Risikos auf Null zu senken. Dieser Idealfall ist jedoch nur in Ausnahmefällen erreichbar, da Risikovermeidung häufig nur durch Nichtausführen der risikoverursachenden Tätigkeit zu erreichen ist. Dies ist gewöhnlich nur in einem begrenzten Umfang möglich (Rücker 1999, 114).

Bei der Risikoreduzierung „soll die Eintrittswahrscheinlichkeit oder das mögliche Schadensausmaß […] gesenkt werden“ (Rücker 1999, 115). Rücker unterscheidet dabei grundsätzlich zwischen personellen, technischen und organisatorischen Maßnahmen:

- Personelle Maßnahmen beziehen sich auf die Qualität und Qualifizierung des Personals. Eine Verbesserung in diesem Bereich kann dazu beitragen, dass Risiken besser erkannt, abgeschätzt und abgewehrt werden können. Die Wahrscheinlichkeit von menschlichem Versagen wird reduziert.
- Technische Maßnahmen umfassen den Einsatz neuer oder verbesserter Technologien zur Lösung oder Verminderung von Problemen. Durch den Einsatz verbesserter *condition-monitoring* Systeme können beispielsweise technische Probleme frühzeitig erkannt und die Anzahl von ungeplanten Serviceeinsätzen reduziert werden.
- Organisatorische Maßnahmen führen zu einer Verbesserung von Verfahren und Arbeitsabläufen. Beispielsweise sind die Wartungskonzepte für Offshore-WEAs in der Praxis noch nicht erprobt. Die Weiterentwicklung dieser Konzepte bietet die Möglichkeit Risiken zu senken und Kosten zu minimieren.

Bei jungen Technologien beinhaltet der hier beschriebene Teil des Risikomanagements erhebliches Optimierungspotenzial für die Projekte, da in der Regel große Lerneffekte zu verzeichnen sind. Häufig kann die Einbindung qualifizierter Unternehmen und Berater dazu beitragen die Risikostruktur nachhaltig zu verbessern. An dieser Stelle kommt es zu einer Verquickung von Risikoreduzierung und –allokation, denn die Verteilung von Risiken auf Unternehmen, die besonders qualifiziert sind diese zu handhaben, erhöht die Sicherheit für alle am Projekt beteiligten Unternehmen und dient damit dem Ziel der Risikoreduzierung. Dennoch sind Reduktion und Allokation zunächst zu trennen, weil es sich um unterschiedliche Ansätze handelt.

#### 3.2.2.4 Risikoallokation

Wie bereits herausgestellt besteht die zentrale Herausforderung der Projektfinanzierung in der Verteilung der Risiken auf diejenigen Beteiligten, die sie am besten kontrollieren und tragen können (Wolf 2003, 90). Auf zahlreichen Feldern der Projektfinanzierung haben sich über die Zeit bewährte Grundverteilungsregeln herausgebildet. Wird jedoch ein neues Feld erschlossen, in dem Grundverteilungsregeln noch nicht existieren, sind die Beteiligten gezwungen in Diskussionen und Verhandlungen solche zu entwickeln (Reuter 1999, o.S.). Dies geschieht gegenwärtig in der Offshore-Windenergiebranche. Wolf nennt in diesem

Zusammenhang vier Instrumente, die im Rahmen der Risikoallokation zur Anwendung kommen können: Versicherung, Derivate, vertragliche Gestaltungsvarianten und Gestaltung der Finanzierungsstruktur (Wolf 2003, 92ff). Mittels dieser vertraglichen Instrumente werden die Risiken auf die Unternehmen verteilt. Die grundsätzlich auf die Offshore-Windenergie übertragbaren Ansätze werden im Folgenden erläutert.

Die **Versicherung** von Projektrisiken bietet sich vor allem für solche Risiken an, die von keinem der Beteiligten übernommen werden können oder sollen. Voraussetzung dafür ist, dass der Versicherungsmarkt adäquate Deckungsmöglichkeiten zu Konditionen anbietet, die vom Projekt wirtschaftlich getragen werden können. Der Versicherungsmarkt bietet grundsätzlich eine Vielzahl von Möglichkeiten, entweder einzelne Risiken oder auch Risikopakete abzusichern[15]. Dies kann die Risikostruktur mit Blick auf die Finanzierung eines Projekts erheblich entlasten.

Mittels **Derivaten** werden Projekte gegen bestimmte Risiken auf dem Finanzmarkt abgesichert. *„Theoretisch kann eine Immunisierung von übernommenen Projektrisiken dadurch erzielt werden, dass ein der Projektfinanzierung vollständig negativ korrelierendes Gegengeschäft eingegangen wird, welches sich in seinen Auswirkungen konträr der Projektfinanzierungsposition verhält […]“* (Schmitt 1989, 188). Dieses Verfahren nennt sich *hedging*. Die Risiken werden auf diese Weise an Spekulanten weitergegeben. *Hedging* bietet sich für finanzierungstechnische Risiken wie Wechselkurs- und Zinsänderungsrisiken an, wo es seit langem zur gängigen Praxis gehört (Schmitt 1989, 189). Für die Onshore-Windenergie etwa existieren auch *Windhedges*, um sich gegen Schwankungen des Ertrags und damit des *cash flow* abzusichern (Priermeier 2003, o.S.; Tögelhofer 2007).

Die Zusammenarbeit der einzelnen Beteiligten im Rahmen einer Projektfinanzierung wird immer auf der Basis umfangreicher **vertraglicher Regelungen** gestaltet. In den Verträgen werden die Art der Einbindung sowie Rechte und Pflichten des Einzelnen bestimmt (Tytko 1999, 42). Wie diese Vertragsnetzwerke aussehen, hängt von der Marktmacht und Verhandlungsstärke der beteiligten Unternehmen ab (Wolf 2003, 90). Als elementare Verträge können dabei der Gesellschaftsvertrag, Projekterstellervertrag, der Lieferantenvertrag, der Abnahmevertrag, der Betreibervertrag sowie der Kreditvertrag gelten (Weber et al. 2006, 37ff).

Die **Gestaltung der Finanzierung** stellt eines der zentralen Instrumente der Risikoallokation dar. Es gilt die zur Verfügung stehenden Mittel unter den Gesichtspunkten Rendite und Risiko optimal einzusetzen. Als Ressourcen für Projektfinanzierungen kommen fünf Bausteine in Frage: Eigenkapital, Fremdkapital, Hybride Finanzmittel, Anleihen und Fördermittel (Weber et al. 2006, 129).

- Besondere Bedeutung besitzt die Strukturierung der eingesetzten Eigen- und Fremdkapitalbeträge, da sie maßgeblich die Verteilung der Risiken beeinflusst. Die Höhe der Eigenkapitaleinlage durch den Sponsor entscheidet über seine finanziellen

[15] Neben den klassischen Versicherungsleistungen gibt es Exportkreditversicherungen, die Forderungen gegen Zahlungsausfälle in internationalen Projekten absichern. Bei der Finanzierung von Offshore-Windparks in Deutschland wird dieses Förderinstrument jedoch nur im Falle der Einbeziehung von ausländischen Lieferanten in Frage kommen, da nationale Institute auf diese Weise Exporte ihres Landes fördern. Beispielsweise wäre zu prüfen, ob und inwieweit die Bestellung ausländischer WEA über Kreditversicherungen des Herstellerlandes zur Reduzierung von Finanzierungsrisiken beitragen kann.

Konsequenzen im Falle von auftretenden Verlusten. Je niedriger die Eigenkapitalquote, desto mehr Risiko übernimmt der Fremdkapitalgeber (Tytko 1999, 87). Windprojekte im Onshore-Bereich können oft mit sehr hohen Fremdkapitalquoten realisiert werden, während aufgrund der höheren Risiken bei OWPs Banken eine höhere Eigenbeteiligung des Sponsors fordern (Finance 2007, 12).

- Hybride Finanzmittel sind eine Kapitalform zwischen reinem Eigen- oder Fremdkapital. Es wird je nach Ausprägung zwischen Quasi-Eigenkapital und Quasi-Fremdkapital unterschieden (Übelhör & Warns 2004, 89). Die im Vergleich zum Eigenkapital verringerte Haftung des Sponsors, verbessert gleichzeitig die Risikosituation der Banken im Vergleich zum Einsatz von reinem Fremdkapital. Die Suche nach weiteren Kapitalgebern sowie die Finanzierungsverhandlungen zwischen Sponsoren und Banken werden erleichtert (Tytko 1999, 89).
- Fördermittel, in der Regel von einer staatlichen Instanz, können unter Umständen die Finanzierung erleichtern, da Projekt- oder Finanzierungsrisiken ganz oder teilweise vom Staat übernommen werden. Fördermittel können in verschiedenen Ausprägungen von vergünstigten Krediten bis zu direkten Subventionen gewährt werden.
- Anleihen sind verbriefte Kredite und verzinsliche Wertpapiere die durch Emission über den Kapitalmarkt ausgegeben werden (Perridon & Steiner 2003, 185). Die erste Anwendung einer Anleihe im Bereich der Windenergie erfolgte im September 2004, als die „Hypovereinsbank“ eine Anleihe namens „Breeze One“ in Höhe von 100 Mio. Euro zur Finanzierung eines Windparkportfolios auf dem Kapitalmarkt platzierte. Die Finanzierung von Windparkprojekten über die Ausgabe von Anleihen eröffnet den Projektierungsgesellschaften und Finanzinvestoren eine Alternative zur klassischen Bankenfinanzierung. In der Praxis ist bisher jedoch lediglich eine überschaubare Anzahl weiterer Emissionen zu verzeichnen. Ob eine Finanzierung von OWPs über Anleihen eine mögliche Alternative darstellt, wäre im Detail zu betrachten (F.A.Z. 2006, o.S.).

Die Risikoallokation stellt gegenwärtig die zentrale Herausforderung bei der Projektfinanzierung von OWP-Projekten in Deutschland dar. Erst kürzlich gelang in den Niederlanden die weltweit erste Risikoallokation für die Projektfinanzierung eines OWPs. Da die Projektstruktur auch Einfluss auf Entwicklungen am deutschen Markt haben könnte, wird sie im Folgenden Abschnitt als Praxisbeispiel genauer betrachtet.

### 3.3 Fallstudie: Offshore-Windpark „Q7“

Am 25. Oktober 2006 wurden die Verträge für die laut Angaben des Entwicklers weltweit erste *non-recourse* Projektfinanzierung eines 120 Megawatt OWP unterzeichnet. Das niederländische Projekt „Q7“ markiert damit einen „Meilenstein“ in der Entwicklung der Finanzierung der Offshore-Windenergie (Windkraft Journal 2007a, 10). Zum einen beweist es, dass eine Projektfinanzierungen für OWPs grundsätzlich möglich sind, zum anderen liefert es interessante Impulse für die Finanzierung zukünftiger Projekte.

### *3.3.1 Projektrahmendaten*

Der OWP Q7 besteht aus 60 Vestas V80 Turbinen mit jeweils zwei Megawatt Nennleistung. Die verwendeten WEAs haben eine Nabenhöhe von 59 Meter und einen Rotordurchmesser von 80 Meter. Sie werden auf so genannte *monopile* Fundamente im 19 bis 24 Meter tiefen Wasser rund 23 Kilometer vor der niederländischen Küste installiert[16]. Nach der vollständigen Inbetriebnahme im zweiten Quartal 2008 soll der Park jährlich 435 Gigawattstunden Strom produzieren.[17]

Die Initiatoren des Projekts sind das niederländische EVU „ENECO“ und der Windparkentwickler „Econcern“, zusammen mit dem Investor „Energy Investments Holdings“ (EIH). ENECO und Econcern/EIH halten jeweils eine Beteiligung von 50 Prozent an dem Projekt und betreiben die Entwicklung gemeinsam. Die Banken „Dexia“, „Rabobank“ und „BNP Paribas“ sind als *mandated lead arranger* für die Finanzierung verantwortlich. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick zu Projektstruktur und den wesentlichen Beteiligten.

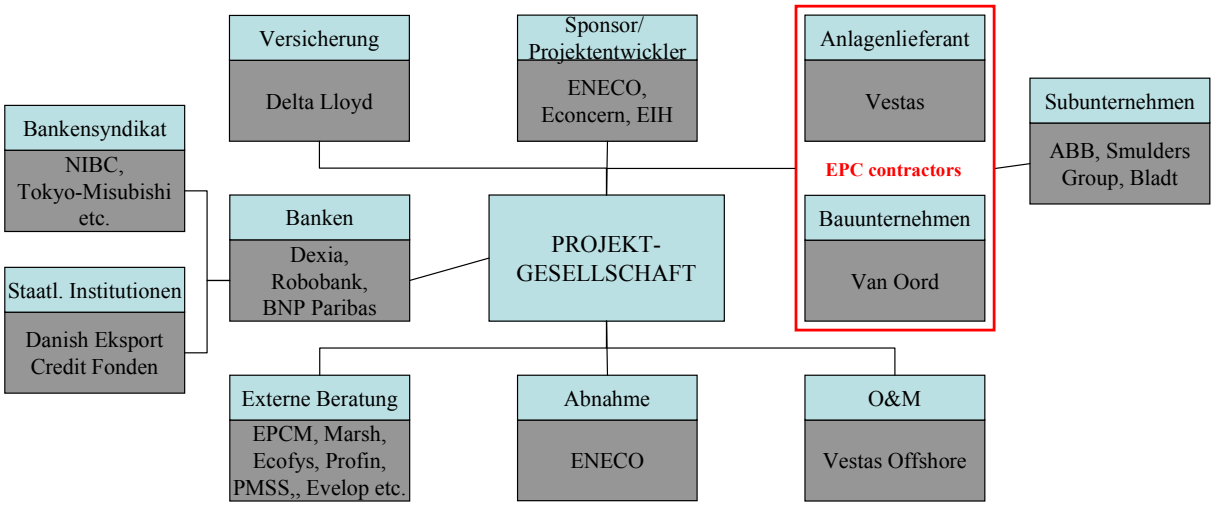


Abbildung 9: Beteiligte der Projektfinanzierung des OWPs Q7 (Quelle: Eigene Darstellung)

### *3.3.2 Besonderheiten der Finanzierung in Bezug auf die Risikoallokation*

Die Gestaltung der Finanzierungsstruktur stellt die Besonderheit des Projekts Q7 dar. Die geschickte Kombination der Finanzierungselemente ermöglichte eine bisher in der Offshore-Windbranche nicht realisierbare Allokation von Risiken. Die Eckdaten und Besonderheiten der Finanzierungsstruktur werden im Folgenden dargestellt:

- Das Gesamtinvestitionsvolumen beträgt 383 Mio. Euro. Das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital beträgt etwa 51:49. Damit ist das Projekt weit von den bei Onshore-Projekten gängigen Kapitalstrukturen entfernt, wo Banken bis zu 95 Prozent Fremdkapital zur Verfügung stellen (O’Sullivan 2006, 40).

[16] Ein *monopile* besteht aus einem Stahlrohr mit etwa 50 Meter Länge und vier Meter Durchmesser, das rund 30 Meter tief in den Untergrund gerammt wird. Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Gründungsvarianten findet sich in Abschnitt 5.1.5.
[17] Vgl. www.q7wind.nl.

- Der von Dexia und Rabobank zur Verfügung gestellte Kredit über 189 Mio. Euro hat mit 9,5 Jahren eine unerwartet kurze Laufzeit. Dies ist neben der hohen Eigenkapitalquote eine Maßnahme, um das Risiko der Banken zu reduzieren.
- Die Konditionen für den Kredit variieren ebenfalls erheblich von denen im Onshore-Bereich. Kapital für Onshore Projekte ist für rund 100 Basispunkte (bp) über Euribor erhältlich, für Q7 liegen die Kosten merklich höher. *„The base case during construction is 155 bp. After construction, margins on projected average scenarios are 165 bp during the first 4.5 years and 185 bp for the final 5“* (Project Finance 2007, 28).
- Weiter erhalten WEA-Hersteller und das Bauunternehmen neben dem eigentlichen Projektkredit Kredite für die Konstruktionsphase. Vestas kann auf 90 Mio. Euro zugreifen, Van Oord auf 70 Mio. Euro. Die Mittel werden jeweils zur Hälfte von Dexia und Rabobank zu Verfügung gestellt (Project Finance 2007, 28).
- Darüber hinaus vereinbarten die Beteiligten eine 30 Mio. Euro-Fazilität zu integrieren. Eine *Fazilität* ist ein kurzfristiger Kredit, der eingesetzt wird, um eventuelle Zusatzkosten durch Verzögerungen beim Bau zu decken. Falls erforderlich wird das Geld zur Hälfte von den Sponsoren und zur anderen Hälfte von den Banken aufgebracht. Die Fazilität im vorliegenden Projekt bedeutet aus Sicht der finanzierenden Banken eine Beteiligung am Konstruktionsrisiko.
- Die Finanzierung beinhaltet einen „*cash sweep*“ als zusätzliche Sicherheit für die Banken. Darunter ist eine Vereinbarung zu verstehen, die festlegt, dass Liquidität, die nach Bedienung aller für den Betrieb des Projekts erforderlichen Ausgaben übrig bleibt, für die vorzeitige Rückzahlung von Kreditverbindlichkeiten zu verwenden ist[18].
- Eine wesentliche Neuerung des Projekts ist die Verwendung von zwei so genannten *engineering, procurement and construction (EPC) contractors*. Bei herkömmlichen Onshore-Windparks agieren die Windkraftanlagenhersteller häufig als Generalunternehmer und liefern einen schlüsselfertigen Windpark zu einem vorher vereinbarten Preis (O’Sullivan 2006, 39). Damit tragen sie das volle Konstruktionsrisiko. Bei Offshore-Projekten ist das Baurisiko aber beispielsweise aufgrund unkalkulierbarer Wetterverhältnisse ungleich höher zu bewerten und kann in der Regel von den Anlagenherstellern nicht - oder zumindest nicht allein - getragen werden. Beim Q7 Projekt ist das Unternehmen Van Oord verantwortlich für die Installation der Fundamente, die elektrische Infrastruktur des Parks (Interne Verkabelung, Seekabel und Umspannstation) sowie den Kolkschutz[19] an den Fundamenten und Kabeln. Der Anlagenhersteller Vestas ist verantwortlich für die Lieferung und Installation der WEAs. Damit wird das Risiko auf zwei in ihrem jeweiligen Gebiet erfahrene Unternehmen verteilt (Vries 2007, 104). Dieser als *multi-contracting* bezeichnete Ansatz wird von vielen Experten als zukunftsweisendes Verfahren für die weitere Offshore-Entwicklung angesehen (O’Sullivan 2006, 40).

[18] http://forum.dict.cc/forum-questions/detail-156474-full-cash-sweep.html
[19] Kolkschutz bezeichnet Maßnahmen oder Vorrichtungen, die das Ausspülen des Meeresgrundes an den Fundamenten verhindern.

- Das Versicherungsunternehmen Delta Lloyds stellt eine umfassende *cradle to grave*-Versicherung und deckt auf diese Weise das durch den Einsatz von *multi-contracting* entstehende Schnittstellenrisiko ab.
- Ebenfalls ein wichtiges Element der Risikoallokation ist die von Vestas gewährte fünf Jahre währende Verfügbarkeitsgarantie für die Turbinen. Das Unternehmen garantiert eine festgelegte prozentuale Verfügbarkeit der installierten Anlagen und damit einen bestimmten Ertrag. Wird der vereinbarte Wert übertroffen, bekommt Vestas einen Bonus, wird er nicht erreicht, muss das Unternehmen eine Strafe zahlen. Die Strafzahlung ist so hoch kalkuliert, dass sie ausreicht, um den Schuldendienst zu erbringen. Mit dieser Vereinbarung können die Betriebsrisiken für die Gewährleistungszeit maßgeblich auf den Anlagenlieferanten übertragen werden. Vestas Offshore (ein Tochterunternehmen von Vestas) ist für fünf Jahre mit dem Betrieb und der Wartung des Parks beauftragt (Windkraft Journal 2007a, 10).
- Die dänische Exportkreditagentur versichert 47 Mio. Euro des Kredits an Vestas und übernimmt damit einen Teil des Risikos der Fremdkapitalgeber.

### *3.3.3 Impulse für die deutschen Projekte*

Der bisher prominenteste Versuch in Deutschland eine Projektfinanzierung für einen OWP zu arrangieren kam vom Projekt „Butendiek“. Das Projekt umfasst die Installation und den Betrieb von 80 WEAs rund 100 Kilometer westlich von Sylt und hat als so genannter „Bürgerwindpark“ eine Sonderstellung. Alleinige Kapitalgeber sind rund 8.400 private Investoren mit Einlagen zwischen 250 und 25.000 Euro. Die in eine KG für die Finanzierung der Projektentwicklung eingezahlten Beträge sollten um das zwanzigfache erhöht werden, wenn das Projekt in die Realisierungsphase geht. Aufgrund der Organisationsform war das Projekt von Anfang an als reine Projektfinanzierung ohne Einbindung eines kapitalstarken Sponsors angelegt. Dies stellte sich allerdings als hohe Hürde heraus, denn *„das bedeutet, dass alle Kosten ausschließlich aus den Erträgen des Windparks gedeckt werden. Mögliche Kostenüberschreitungen, die nicht durch die Baufirmen zu verantworten sind, müssen ebenfalls über das Projekt finanziert werden. Da nur ein begrenztes Eigenkapital zur Verfügung steht, müssten diese Mehrkosten über zusätzliche Darlehen finanziert werden.“* (Butendiek 2005, o.S.)

Die Banken waren zur Bewilligung des erforderlichen Fremdkapitals nur unter der Bedingung bereit, dass ein Unternehmen als Generalunternehmer die Gesamtverantwortung für den Bau und Betrieb aller Gewerke (WEA, Fundament, Kabel, Umspannwerk) übernehmen würde. Dazu lag eine Absichtserklärung des Anlagenhersteller Vestas vor, der sich letztendlich (vielleicht auch unter dem Eindruck der Probleme mit dem OWP „Horns Rev“ im Jahr 2004) jedoch gegen diese Option entschied. *„Nachdem Vestas im Sommer 2005 beschlossen hat, diese Funktion - entgegen vorheriger Zusage - nicht zu übernehmen, haben auch andere Anlagenlieferanten erklärt, dass sie wohl Windmühlen liefern wollen, aber keine GU-Rolle übernehmen werden“* (Butendiek 2005b, o.S.). *„Auch die anderen beteiligten Firmen (Fundamente, Netzanschluss) sind aktuell nicht bereit bzw. in der Lage, als GU die Gesamtverantwortung für das Projekt zu übernehmen“* (Butendiek 2005a, o.S.). Damit war die Projektfinanzierung des Butendiek-Windparks im Jahr 2005 aufgrund gestiegener Investitionskosten und fehlender Voraussetzungen für eine von den Banken akzeptierte Risikostruktur bis auf weiteres gescheitert.

Die negativen Betriebserfahrungen mit dem Projekt „Horns Rev“ und der Misserfolg von „Butendiek“ im darauf folgenden Jahr trübten in den Folgejahren die Aussicht auf die Realisierbarkeit einer Projektfinanzierung für einen OWP. Erst die Realisierung von Q7 gab wieder neue Hoffnung und Impulse auch für die deutschen Projekte. Sicher ist nicht davon auszugehen, dass die Finanzierungsstruktur gänzlich auf andere Projekte übertragbar ist. Vestas gewährte bei Q7 beispielsweise eine WEA-Verfügbarkeitsgarantie, die von den Herstellern der fünf Megawatt Turbinen wahrscheinlich in naher Zukunft - aufgrund ihrer starken Verhandlungsposition - nicht zu bekommen sein wird (Merrill Lynch 2007). Eine Absicherung von Krediten durch staatliche Exportkreditagenturen wird nur in Ausnahmefällen eine Option darstellen, da derzeit sämtliche Hersteller von fünf Megawatt-Offshore-WEAs aus Deutschland stammen. Der *multi-contracting*-Ansatz hingegen wird auch für deutsche Projekte als realistische Alternative zu einem Generalunternehmer bewertet (Iken 2006e, 105). Und auch die Verwendung von zusätzlichen Krediten für die *contractors*, Fazilitäten und *cash sweeps* ist grundsätzlich für deutsche OWP-Projekte möglich. Aktuelle Beispiele wie die Projekte „Nordergründe“ und „Baltic 1“ zeigen, dass auch für deutsche OWPs inzwischen wieder konstruktiv an Lösungen für die Arrangierung einer Projektfinanzierung gearbeitet wird (Roumeliotis 2008, 47).

# 4. OFFSHORE-WINDENERGIE ALS MARKT FÜR PROJEKTFINANZIERUNG

Die Fallstudie am Ende des vorangegangenen Kapitels zeigt, dass Ansätze für Projektfinanzierungen von OWPs existieren und auch auf die Rahmenbedingungen deutscher OWPs zumindest teilweise übertrag scheinen. Vor diesem Hintergrund gilt es, die deutsche Offshore-Windenergie in den folgenden zwei Kapiteln eingehender zu beleuchten und Potenziale, Anforderungen und Hürden der Projektfinanzierung herauszuarbeiten. Kapitel vier beschäftigt sich zunächst mit den gegenwärtigen Strukturen auf dem deutschen Offshore-Windenergiemarkt, bevor in Abschnitt 4.4 das vorhandene Marktpotenzial von Projektfinanzierung für OWPs in Deutschland ermittelt wird.

## 4.1 Märkte für Projektfinanzierung

Im Jahr 2007 wurden weltweit 246 Mrd. USD an Kapital für Projektfinanzierungen arrangiert. Diese Gelder verteilen sich auf verschiedene Branchen. Besonders stark vertreten ist die Projektfinanzierung in der Energiewirtschaft, beispielsweise im Kraftwerksbau, bei der Förderung von Öl- und Gasvorkommen oder im Bergbau. Aber auch in anderen Bereichen wie Chemie, Telekommunikation oder Infrastruktur findet die Projektfinanzierung Anwendung. In der jüngeren Vergangenheit ist auch das staatliche Interesse an dieser Form der Finanzierung gestiegen. So werden mittlerweile öffentliche Infrastrukturprojekte, Schulen, Museen, Krankenhäuser oder Verwaltungsgebäude in Zusammenarbeit von staatlichen Institutionen und privaten Investoren als *Public Private Partnership* (PPP) gebaut und finanziert (Weber et al. 2006, 11ff).

In den Bereich der Erneuerbaren Energien hielt die Projektfinanzierung etwa Mitte der neunziger Jahre Einzug (Dena 2004, 134). Zunächst wurden nahezu ausschließlich Windprojekte realisiert. Seit kurzem weitet sich Projektfinanzierung auch auf andere Formen der Erneuerbaren Energien, insbesondere Solarenergie, aus. Windenergie bleibt aber weiterhin deutlich der dominierende Sektor (IKB 2007, 4). Im Jahr 2006 wurden in Deutschland 1,71 Mrd. USD an Bankkrediten für Projektfinanzierungen im Bereich Windenergie zur Verfügung gestellt (Morrisson 2007, 26).

Der deutsche Markt für Projektfinanzierungen im Windbereich unterschied sich bis vor rund vier Jahren deutlich von dem anderer europäischer Staaten wie zum Beispiel Großbritannien, wo *„überwiegend große finanzstarke Unternehmen in die Projektierung von Windfarmen eingestiegen sind“* (Buddensiek 2006, 37f). In Deutschland wurde das Eigenkapital für Windparkprojekte überwiegend durch geschlossene Windfonds von privaten Investoren aufgebracht. Für die privaten Investoren stellten dabei neben den lukrativen Renditen auch die steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten einen starken Anreiz dar. Die Finanzierung der Windparks über Fonds wurde von kleinen und mittleren Unternehmen arrangiert. Lokale Banken stellten das Fremdkapital. Durch mehrere windschwache Jahre in Folge und eine Änderung des Einkommenssteuergesetzes im Herbst des Jahres 2005, wonach Verluste aus Fonds nicht mehr steuerlich geltend gemacht werden konnten, kam der Fondsmarkt nahezu zum Erliegen (Uken 2006, o.S.). Einhergehend mit diesen Veränderungen hat sich der deutsche Windmarkt technisch und ökonomisch weiterentwickelt. *„Als Eigenkapitalgeber für Windenergieprojekte treten inzwischen verstärkt institutionelle Investoren wie Banken, Versicherungen und Pensionsfonds, aber auch die*

*großen Energieversorger in Erscheinung"* (Finance 2007, 11). Windparks werden inzwischen vielfach zu größeren Portfolios zusammengefasst und an Investoren verkauft. Der deutsche Markt hat sich damit den international bestehenden Strukturen angenähert.

Eine im November 2007 von der HypoVereinsbank veröffentlichte Expertenbefragung zur Finanzierung im Bereich Erneuerbare Energien beschäftigt sich unter anderem mit der Windenergie (Finance 2007). Auf dem deutschen Onshore-Windmarkt haben sich laut HypoVereinsbank bewährte Strukturen für Projektfinanzierungen herausgebildet. Eigenkapitalquoten lägen zwischen 20 und 30 Prozent, in Ausnahmefällen könnten Projekte mit fünf Prozent Eigenkapitalanteil realisiert werden. Die Banken forderten einen *debt service cover ratio* zwischen 1,20 und 1,40 (Finance 2007, 12).

Für die Projektfinanzierung von OWPs werden von den im Rahmen der Studie befragten Experten hingegen deutlich andere Strukturen als im Onshore-Bereich erwartet. Sie prognostizieren, dass der Markt von Großbanken dominiert werde. Eigenkapitalquoten unter 30 Prozent seien nicht zu erwarten. Der wesentlich größere Kapitalbedarf, die höheren Risiken und die mangelnde Erfahrung werden als Gründe genannt. Die Studie der HypoVereinsbank kommt zu dem Fazit: *„Generell, so die Einschätzung der Interviewteilnehmer, dürfte die Projektfinanzierung im Offshoregeschäft aber nicht die Rolle spielen wie im Onshoregeschäft. Als Betreiber von Offshorewindparks werden vor allem die großen Energieversorger erwartet, die die Anlagen in die eigene Bilanz nehmen"* (Finance 2007, 13).

### 4.2 Der deutsche Offshore-Windenergiemarkt

Der deutsche Offshore-Windenergiemarkt befindet sich im Umbruch. Mehrere Projekte haben in der jüngeren Vergangenheit den Besitzer gewechselt. Um abschätzen zu können, wie hoch das Potenzial für Projektfinanzierung ist, müssen die Eigentumsverhältnisse sowie die Absichten der Marktteilnehmer betrachtet und analysiert werden, denn die Akteure weisen bei der Finanzierung unterschiedliche Präferenzen auf. Dieser Abschnitt beschäftigt sich zunächst mit der Frage, welche Unternehmen gegenwärtig auf dem Markt aktiv sind.

Die ersten Investitionen in die Offshore-Windenergie in Deutschland tätigten ausnahmslos mittelständische Projektentwicklungsbüros. Nach den positiven Erfahrungen mit den Onshore-Windenergieprojekten erkannten diese Ende der 1990er Jahre das Potenzial dieses Markts, beantragten die Genehmigungen für Offshore-Parks, ließen Studien und Gutachten erstellen und trieben die Entwicklung der Projekte voran. Dieses Vorgehen war mit einem erheblichen Risiko verbunden, da die langwierige Entwicklung so komplexer Projekte viel Zeit und finanzielle Mittel in Millionenhöhe erfordert, Erträge aber erst sehr spät zu realisieren sind. Mit unternehmerischer Weitsicht wurden die Projekte seitdem entwickelt und vorangetrieben.

Die vier größten deutschen Energiekonzerne E.on, Vattenfall, RWE und EnBW zeigten sich lange Zeit desinteressiert bis ablehnend gegenüber den Erneuerbaren Energien im Allgemeinen und der Windenergie im Besonderen (Lönker & May 2005, 22). Die Entwicklung an Land haben die deutschen Energiekonzerne mehrheitlich „verpasst". Im Offshore-Bereich sah es lange Zeit nicht anders aus. Lediglich E.on positionierte sich - beginnend mit der Beteiligung am OWP "Sky 2000" im Jahr 2002 - erkennbar am Markt. Inzwischen ist das Unternehmen neben seinem Engagement am Testfeld „alpha ventus" im Besitz von vier

weiteren Projekten. Der niederländische Energieversorger Essent folgte durch die Übernahme des Unternehmens "Winkra", zu dem unter anderem auch der OWP „Nordsee Ost“ gehörte. Vattenfalls Einstieg in die Offshore-Windenergie folgte erst im Jahr 2006/07 mit der Übernahme einer 25-prozentigen Beteiligung am Projekt „Borkum Riffgrund“ und dem Erwerb der Rechte am Projekt „Dan Tysk“ im Frühjahr 2007[20]. Erst danach haben auch RWE und ENBW beschlossen, sich auf dem deutschen Markt zu positionieren. Insgesamt sind gegenwärtig 12 Projekte der 28 genehmigten Projekte - oder 43 Prozent - im Besitz von Energiekonzernen (vgl. Tabelle 2).

Während Projektentwickler noch vor wenigen Jahren kaum Chancen sahen, Investoren für ihre Projekte zu finden, hat sich diese Situation inzwischen grundlegend verändert. Investoren buhlen um die besten Offshore-Standorte und die Preise entwickeln sich entsprechend. Viele der mittelständischen Unternehmen nutzen deshalb die gegenwärtige Marktsituation und verkaufen ihre Projekte oder Projektanteile.

Das inzwischen große Interesse an den Erneuerbare Energie im Allgemeinen und Offshore-Windprojekten im Besonderen entstand bei den Energiekonzernen jedoch nicht zufällig. Sie müssen auf den energiepolitischen Wandel reagieren. Nach den Plänen der deutschen Bundesregierung sollen im Jahr 2030 rund 15 Prozent des deutschen Stroms durch OWPs erzeugt werden. Die geplanten Parks sollen langfristig Teile der bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten ersetzen. Vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Klimaschutzdebatte, europäischen Zielen zur Nutzung Erneuerbarer Energien, den deutschen $CO_2$-Reduktionszielen und der Häufung von Störfällen bei der Kernenergie geraten die Unternehmen unter den (auch öffentlichen) Druck, zukunftsfähige Schritte zu unternehmen[21]. Die Mehrheit der großen Energiekonzerne hat mittlerweile eigene Tochtergesellschaften für ihre Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien gegründet. RWE beispielsweise gründete zum ersten Februar 2008 eine Gesellschaft namens „RWE Innogy“ mit Fokus auf Windkraftprojekten im europäischen On- und Offshore-Bereich. Ziel ist der zügige Ausbau dieses Geschäftsfeldes von derzeit rund 1.100 Megawatt Erzeugungskapazität im Bereich Erneuerbare Energien auf 4.500 Megawatt im Jahr 2012 und mehr als 10.000 Megawatt im Jahr 2020. Hierfür plant das Unternehmen mittelfristig eine Milliarde Euro jährlich zu investieren (Euwid 2008, 12).

Neben der Möglichkeit die Projekte an Energiekonzerne zu verkaufen, gibt es für mittelständische Entwickler weitere Optionen. Kapitalstarke Investoren, die nicht aus der Energiebranche kommen, zeigen ebenfalls Interesse an der Offshore-Windenergie (Berge 2006, 26). *„Mögliche Eigenkapitalgeber könnten institutionelle Investoren, kleinere Energieversorger, wie Stadtwerke, oder auch Baufirmen sein“* (Lönker & May 2005, 28).

So zeigt der kürzlich bekannt gegebene Einstieg der „Trianel European Energy Trading GmbH“ (Trianel) in das von „Prokon Nord“ entwickelte Projekt „Borkum-West II“, dass Offshore-Windenergie auch für kleinere Energieunternehmen ein attraktives Feld sein kann. Trianel ist ein Zusammenschluss von rund 40 Stadtwerken, der mit dieser Investition eine Diversifizierung seines Energieträgermixes anstrebt (Trianel 2008, o.S.). Wie die

[20] Neben einer Beteiligung am dänischen OWP Horns Rev.

[21] So hat sich Deutschland beispielsweise im Rahmen des Kyoto-Protokolls verpflichtet seine $CO_2$ Emissionen bis zum Jahr 2012 gegenüber dem Ausgangsjahr 1990 um 21 Prozent zu senken. Ferner muss Deutschland im Rahmen der Richtlinie 2001/77/EG bis zum Jahr 2010 12,5 Prozent seines Stroms aus Erneuerbaren Quellen beziehen.

Finanzierung gestaltet werden soll ist noch nicht bekannt, das Projekt bietet jedoch vielversprechendes Potenzial für eine Projektfinanzierung (Roumeliotis 2008, 46). Weitere Energieversorger wie die Stadtwerke München, EWE und Essent schließen Kooperationen, um ihr Engagement im Windsektor zu erweitern (Euwid 2008a, 11).

Aber auch das Interesse von Finanzinvestoren nimmt zu. So hat die mittelständische „Projekt GmbH“ aus Oldenburg für die Entwicklung ihres OWPs „Sandbank 24“ den Finanzinvestor „Greenoak“ als *joint venture* Partner am Projekt beteiligt. Die „Allianz Specialised Investments“, eine Tochter der „Allianz AG“ für das Anlagesegment Erneuerbare Energien, hat einen 25 Megawatt Onshore-Windpark, bestehend aus fünf Megawatt Offshore-WEAs des Herstellers REpower Systems, in Brunsbüttel gekauft. In der Pressemitteilung der Allianz heißt es, dieses Investment liefere *„Erfahrungswerte über eine der führenden Offshore-Windenergieanlagen. Für den Offshore-Markt erwarten wir in den nächsten Jahren ein beträchtliches Wachstum. Daher wollen wir künftig in diesem Bereich investieren“* (Allianz 2007, o.S.). Damit ist belegt, dass Windenergie eine attraktive Investition für Finanzanleger sein kann (Allianz 2007, o.S.).

### 4.3 Finanzierungsalternativen und ihre Auswirkungen auf den Offshore-Windmarkt

Nachdem der vorangegangene Abschnitt gezeigt hat welche Investoren auf dem Markt aktiv sind, betrachtet dieser Abschnitt die verschiedene Finanzierungsalternativen und Präferenzen der Akteure. Grundsätzlich kommen zwei Varianten der Finanzierung in Frage: Unternehmensfinanzierung und Projektfinanzierung.

Bei einer konventionellen Unternehmensfinanzierung *„wird das Investitionsvorhaben als Teil des Unternehmens betrachtet. Die Bewertung des Investitionsvorhabens basiert auf der Kreditwürdigkeit des Gesamtunternehmens und nicht auf dem erwarteten Cashflow des Projektes an sich“* (Böttcher 2006, 17). Eine Finanzierung von OWPs mittels einer Unternehmensfinanzierung kommt wegen des hohen Investitionsvolumens von durchschnittlich mehr als einer Mrd. Euro pro 400 Megawatt-Projekt nur für kapitalstarke Unternehmen wie die großen EVUs in Frage.

Vorteil einer Unternehmensfinanzierung sind in der Regel die niedrigeren Finanzierungskosten. Ein großes Unternehmen mit guter Bonität wird bei einer Bank für einen Unternehmenskredit in der Regel günstigere Konditionen durchsetzen als bei einer Projektfinanzierung, bei der aus Bankensicht die Projektrisiken die Bemessungsgrundlage für die Finanzierungskonditionen darstellen. Darüber hinaus können Unternehmen Zeit sparen, da Projektfinanzierungen gewöhnlich mit aufwendigen Strukturierungs- und Arrangierungsprozessen verbunden sind. Der Finanzierungsprozess kann bei großen Projekten bis zu zwei Jahre dauern. Mittels der Unternehmensfinanzierung durch ein hauptverantwortliches Unternehmen kann ein Projekt schneller umgesetzt werden, als es mit einem Geflecht aus verschiedenen Akteuren mit divergierenden Interessen möglich wäre. Und Zeit kann aus strategischen und finanziellen Gründen eine entscheidende Rolle spielen. Vor dem Hintergrund der Gültigkeit des Infrastrukturgesetzes bis Ende des Jahres 2011 und der zeitlichen Befristung einer erhöhten Einspeisevergütung durch das EEG bei einem Baubeginn vor Ende des Jahres 2013 (EEG-Novelle) gewinnt Schnelligkeit an Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der Projekte (vgl. Abschnitt 2.2.2).

Abgesehen von den aufgezeigten Vorteilen kann die Unternehmensfinanzierung auch aus Projektfinanzierungssicht Vorteile bringen. Bei großen Unternehmen, die sich langfristig auf diesem Markt etablieren wollen, besteht in der Regel eine höhere Bereitschaft und auch Fähigkeit mehr Risiken zu tragen als bei den Projektfinanzierungskonsortien. Vor dem Hintergrund, dass eine neue, wenig erprobte Technologie zum Einsatz kommen soll, können einige als Unternehmensfinanzierung gestaltete Projekte den Weg für Projektfinanzierungen ebnen sofern die Erfahrungen positiv waren. Unternehmensfinanzierung kann zu Beginn für die Entwicklung des Offshore-Markts im Allgemeinen und dem Projektfinanzierungsmarkt im Speziellen von Vorteil sein.

Es stellt sich somit die Frage, inwiefern die Projektfinanzierung überhaupt eine attraktive Alternative zur Unternehmensfinanzierung darstellt. Grundsätzlich gilt, dass die im Rahmen einer Projektfinanzierung übliche Organisation des Windparks in einer eigenen Gesellschaft das Projekt transparenter macht und die Bilanz des Sponsors „verschlankt“. Die Finanzierungsstruktur lässt sich leichter nachvollziehen und die finanzielle Situation leichter offen legen. Durch das alleinige Abstellen der Fremdkapitalgeber auf die *cash flows* der Projektgesellschaft wird der Sponsor von Haftungsrisiken befreit. Stattdessen werden weitere Unternehmen im Rahmen des *risk sharing* mit eingebunden (vgl. Abschnitt 3.1.2). Diese Vorteile können auch für große kapitalstarke Unternehmen interessant sein. So setzten die Konzerne „Shell“ und „Nuon“ beim ersten niederländischen OWP „Egmond aan Zee“ auf eine Projektfinanzierung des 200 Mio. Euro teuren Projekts. Vor allem vergleichsweise kleinen Sponsoren sind die Investitionsvolumina und Risiken bei Offshore-Windprojekten regelmäßig zu hoch. Eine Projektfinanzierung ermöglicht ihnen große Projekte zu schultern, die sie über einen Unternehmenskredit nicht realisieren könnten (Böttcher 2006). Fehlendes Eigenkapital kann durch Einbindung eines Finanzinvestors beschafft werden. Wie im vorangegangen Abschnitt dargestellt, sind *joint ventures* zwischen Sponsoren und Investoren eine Möglichkeit, mangelnde Kapitalstärke auszugleichen. Auf diese Weise strukturierte Finanzierungen könnten eine positive Wirkung für den Offshore-Windmarkt entfalten, denn die Finanzinvestoren stehen, anders als die EVUs, unter dem finanziellen Druck die Projekte zeitnah zu realisieren. So hat beispielsweise die „Plambeck Neue Energien AG“ (Plambeck) das von ihr entwickelte Projekt „Gode Wind“ an Evelop verkauft, bleibt aber an dem Projekt beteiligt und betreibt die weitere Entwicklung gemeinsam mit dem neuen Eigner (Plambeck 2007, o.S.). Das Unternehmen Energiekontor hat für das Projekt Nordergründe die niederländische Bank NIBC mit der Finanzierung beauftragt. Eine Realisierung als Projektfinanzierung wird angestrebt (Energiekontor 2007, o.S.). Ebenfalls als Projektfinanzierung soll das Project Baltic 1 des Entwicklers „WPD AG“ realisiert werden. Auch das Projekt Butendiek hat gute Chancen als eines der ersten Projekte mittels einer Projektfinanzierung realisiert zu werden (Roumeliotis 2008, 46; vgl. Abschnitt 3.2.4). Für diese Projekte wird gegenwärtig mit Nachdruck an einer Realisierung gearbeitet. Im Falle eines Erfolges werden diese „Pilot-Projekte“ eine positive Auswirkung auf den Markt für Projektfinanzierungen ausüben.

Eine dritte Möglichkeit neben der reinen Unternehmens- oder Projektfinanzierung stellt die Kombination beider Formen dar. Ein zunächst als Unternehmensfinanzierung realisiertes Projekt kann zu einem späteren Zeitpunkt in eine Projektgesellschaft überführt werden, um die Vorteile beider Finanzierungsvarianten zu nutzen. Geplant war ein solches Vorgehen für den britischen OWP „Arklow Bank“. Das 25 Megawatt umfassende Projekt wurde im Jahr

2003 von dem WEA-Hersteller „GE Power Systems“ (GE) als Demonstrationsprojekt für die neu entwickelte 3,6 MW Offshore-WEA gebaut. Das Unternehmen Airtricity besaß eine Option, das Projekt zwei Jahre nach Inbetriebnahme zu übernehmen (GE 2003, 1). Ziel war die Umwandlung in eine Projektfinanzierung. Dazu kam es jedoch nicht, da das Projekt keine zufrieden stellende Performance erbrachte. Airtricity verzichtete auf die Einlösung der Kaufoption und GE zog sich aus dem Offshore-Segment zurück. Der Ansatz als Möglichkeit bleibt jedoch bestehen. Die Projektfinanzierung setzt erst *post completion* ein, also wenn das Projekt gezeigt hat, dass es planmäßig realisiert wurde und einen reibungslosen Betrieb vorweist. Diese Variante eignet sich naturgemäß lediglich für Unternehmen, die auch eine Unternehmensfinanzierung realisieren können, aber langfristig die Vorteile der Projektfinanzierung nutzen möchten.

Die Betrachtung des deutschen Offshore-Windenergiemarkts zeigt, dass trotz der im internationalen Vergleich schwierigen Rahmenbedingungen auch auf dem deutschen Markt Potenzial für Projektfinanzierungen besteht. Es wurde deutlich, dass Projektfinanzierung für einige Unternehmen eine sinnvolle Alternative, für andere die einzige Möglichkeit darstellt. Welchen Anteil Projektfinanzierung am Gesamtmarkt Offshore-Windenergie erreichen kann, ist Thema des folgenden Abschnitts.

### 4.4 Das Marktvolumen für Projektfinanzierung bei Offshore-Windenergie

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden 26 Branchenexperten um ihre Prognose für die Entwicklung des deutschen Offshore-Windenergiemarkts sowie um ihre Einschätzung des möglichen Marktvolumens für Projektfinanzierungen in diesem Bereich gebeten. Die Erhebung erfolgte mittels des in Abbildung zehn dargestellten Fragebogens.

**2. Der Markt für Projektfinanzierung im Bereich Offshore-Windenergie**

| | |
|---|---|
| Die Realisation wie vieler Parks erwarten Sie bis **2011**? | ca. _____ Projekte/_____MW |
| Wie viele werden davon als Projektfinanzierung realisiert? | ca._____ Projekte/_____MW |
| Die Realisation wie vieler Parks erwarten Sie bis **2013**? | ca. _____ Projekte/_____MW |
| Wie viele werden davon als Projektfinanzierung realisiert? | ca._____ Projekte/_____MW |
| Sehen Sie 25.000 MW bis 2025/30 als realistisch? | ☐ Ja ☐ Nein |
| Wenn nein, was erwarten Sie? | ca._____ Projekte/_____MW |
| Wie viele werden davon als Projektfinanzierung realisiert? | ca._____ Projekte/_____MW |

Abbildung 10: Ausschnitt aus dem Fragebogen

Die Befragung zur Markteinschätzung gliedert sich in drei Abschnitte. Der erste bezieht sich auf den Zeitraum bis Ende des Jahres 2011, da bis zu diesem Zeitpunkt die Kosten für den Netzanschluss laut Infrastrukturgesetz von den Netzbetreibern übernommen werden müssen, sofern vor dem 31. Dezember 2011 mit dem Bau des Windparks begonnen wird. Der zweite Abschnitt bezieht sich auf den Baubeginn bis Ende des Jahres 2013, da der

Kabinettsentwurf des EEG bis zu diesem Datum die erhöhte Vergütung vorsieht. Beide Daten stellen vom Gesetzgeber bewusst definierte Wegmarken der Offshore-Windenergieentwicklung dar und bieten sich daher für die hier vorgenommene Unterteilung an. Die Langfristprognose ist, entsprechend der „Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See“, bis zum Jahr 2025 definiert.

Die Auswertung der Ergebnisse erfolgte mit Hilfe von Methoden der deskriptiven Statistik. Minimum und Maximum geben einen Eindruck über die Spannweite der jeweiligen Antworten. Das Lagemaß Median hat die Eigenschaft, dass 50 Prozent der Werte darunter und 50 Prozent darüber liegen. Damit gibt der Median Auskunft darüber, wie gleichmäßig die Werte um das arithmetische Mittel gelagert sind.

| Prognose Kapazität deutscher Offshore-Windparks | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Zeitraum** | **Bis Ende 2011** | | **Bis Ende 2013** | | **Bis Ende 2025** | |
| **Projekte/ Leistung** | Anzahl der Projekte | Leistung in MW | Anzahl der Projekte | Leistung in MW | Anzahl der Projekte | Leistung in MW |
| **Minimum** | **2** | **180** | **4** | **360** | **K. A.** | **9.000** |
| **Maximum** | **16** | **4.300** | **28** | **8.300** | **K. A.** | **25.000** |
| **Median** | **4** | **875** | **8** | **1600** | **K. A.** | **15.000** |
| **Mittelwert** | **5** | **1.120** | **10** | **2.340** | **K. A.** | **16.000** |

Abbildung 11: Prognose der Kapazität deutscher Offshore-Windparks (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Für den Gesamtmarkt erwarten die befragten Experten bis Ende 2011 im Mittel fünf Projekte mit insgesamt 1.120 Megawatt Nennleistung. Das Minimum der Erwartungen liegt bei zwei Projekten mit einer Gesamtleistung von 180 Megawatt, das Maximum bei 16 Projekten mit 4.300 Megawatt. Diese Spannbreite der Antworten und der mit 875 Megawatt unter dem Durchschnitt liegende Median weisen darauf hin, dass es am oberen Ende der gegebenen Antworten Ausreißer gibt.

Bis Ende des Jahres 2013 werden im Mittel zehn Projekte mit 2.340 Megawatt erwartet. Die pessimistischen Aussagen rechnen mit vier Projekten und einer Leistung von 360 Megawatt. Das Maximum liegt bei 28 Parks und 8.300 Megawatt. Wie schon bei der Entwicklung des Marktes bis Ende 2011 weist der Median mit acht Projekten und 1.600 Megawatt darauf hin, dass der Mittelwert durch einige Ausreißer nach oben getrieben wird.

Für die lange Frist bis 2025 sahen sich leider nur wenige Befragte in der Lage eine qualifizierte Abschätzung der Projektanzahl zu geben. Aufgrund der geringen Anzahl an Antworten und der folglich geringen Aussagekraft der Ergebnisse wird deshalb auf eine Auswertung verzichtet. Bei den Einschätzungen der installierten Leistung bis 2025 reichen die Werte von einem Minimum von 9.000 Megawatt bis zu einem Maximum von 25.000 Megawatt. Der dicht am Mittelwert von 16.000 Megawatt liegende Median weist auf eine gleichmäßige Verteilung der Werte hin. 30 Prozent der Befragten halten die von der

Bundesregierung gesteckten Ziele von 25.000 Megawatt bis 2025 für realistisch, 70 Prozent dagegen nicht.

| Prognose Marktpotenzial für Projektfinanzierung bei Offshore-Windparks | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Zeitraum** | **Bis Ende 2011** | | **Bis Ende 2013** | | **Bis Ende 2025** | |
| **Projekte/ Leistung** | Anzahl der Projekte | Leistung in MW | Anzahl der Projekte | Leistung in MW | Anzahl der Projekte | Leistung in MW |
| **Minimum** | **0** | **0** | **0** | **0** | **K. A.** | **3.000** |
| **Maximum** | **11** | **3000** | **20** | **5.800** | **K. A.** | **18.750** |
| **Median** | **2,5** | **375** | **3,5** | **630** | **K. A.** | **6700** |
| **Mittelwert** | **3** | **530** | **5,6** | **1.140** | **K. A.** | **8010** |

Abbildung 12: Prognose des Marktvolumens für Projektfinanzierung bei OWPs (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

In der Phase bis Ende 2011 werden im Mittel drei als Projektfinanzierung realisierte Parks und eine installierte Leistung von 530 Megawatt erwartet. Das Minimum von null und das Maximum von elf bei der erwarteten Anzahl an Projekten sowie das Minimum von null und das Maximum von 3.000 Megawatt bei der erwarteten installierten Kapazität zeigen die große Spannweite der Antworten. Der Median mit 2,5 Projekten und 375 Megawatt deutet auf eine leicht ungleiche Verteilung hin.

In der mittleren Frist bis Ende 2013 werden im Mittel 5,6 Parks mit einer Leistung von 1.140 Megawatt erwartet. Bei einem Minimum von null und einem Maximum von 20 Projekten sowie einem Minimum bei der erwarteten Leistung von null gegenüber einem Maximum von 5.800 Megawatt kann von einer sehr großen Streuung gesprochen werden. Auch der mit 3,5 Projekten und 630 Megawatt stark abweichende Median verweiset auf die ungleichmäßige Verteilung der Antworten.

Wie bei der Einschätzung des Gesamtmarktes sahen sich die Befragten auch bei ihren Erwartungen für Projektfinanzierung nicht in der Lage, die Anzahl der Projekte in langfristiger Vorausschau qualifiziert abzuschätzen. Daher werden diese Werte ebenfalls keiner Auswertung unterzogen. Die geringste Einschätzung geht von 3.000 Megawatt, die höchste von 18.750 Megawatt aus. Bei einem Mittelwert von 8.010 und einem Median von 6.700 kann von einer relativ gleichmäßigen Verteilung der Aussagen gesprochen werden.

Werden die Ergebnisse für das Marktvolumen der Projektfinanzierung mit den erwarteten Kapazitäten für den Gesamtmarkt in Beziehung gesetzt, zeigt sich ein ausgeglichenes Bild. Für die kurze Frist bis Ende 2011 ergibt sich ein prozentualer Anteil von Projektfinanzierung an der erwarteten Kapazität von 47 Prozent. In der mittleren Frist ergibt sich ein Anteil von 49 Prozent und bis 2025 werden 50 Prozent der Projekte als Projektfinanzierung erwartet[22].

[22] Ähnliche Werte ergeben sich, wenn die Mediane zueinander in Beziehung gesetzt werden. Die Werte für den Gesamtmarkt und für den Projektfinanzierungsmarkt scheinen ähnlich verteilt zu sein.

Eine während der Interviews von den Befragten mehrfach erwähnte steigende Tendenz beim Anteil der Projektfinanzierung konnte in diesem Datensatz nicht nachgewiesen werden. Vielmehr zeigen die Daten einen erwarteten Anteil von konstant rund 50 Prozent.

Für eine Betrachtung des Marktvolumens in monetären Größen müssen die Investitionskosten bekannt sein. Gegenwärtige Kostenschätzungen für die Installation von einem Megawatt Offshore-Windleistung variieren zwischen zwei und drei Mio. Euro. Die Experten von PricewaterhouseCoopers rechnen mit einem Wert von 2,7 Mio. Euro. Ausgehend von diesem Wert ergibt sich für Projektfinanzierung ein Investitionsvolumen von 1,43 Mrd. Euro bis 2011, 3,1 Mrd. Euro bis 2013 und 21,6 Mrd. bis 2025.

Die präsentierten Ergebnisse sind mit Unsicherheit behaftet, da die mittel- bis langfristige Entwicklung vom Gelingen der ersten Projekte abhängt. Einzelne, heute noch nicht absehbare Ereignisse, können die Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland massiv beeinflussen. Sollten sich bei den ersten OWPs gravierende Probleme bei der Errichtung oder dem Betrieb ergeben, welche die Wirtschaftlichkeit der Projekte gefährden, wird die Bereitschaft der Banken sich an Projektfinanzierungen zu beteiligen abnehmen. Die Anforderungen an eine Projektfinanzierung, aber auch an alternative Finanzierungsvarianten, würden steigen.

# 5. ANFORDERUNGEN UND HERAUSFORDERUNGEN BEI DER PROJEKTFINANZIERUNG VON OWPS

Dieses Kapitel befasst sich mit dem zweiten Teil der Forschungsfrage: den Anforderungen und Hürden der Projektfinanzierung für deutsche OWPs. Es wurden Vertreter von 26 Unternehmen nach ihren Anforderungen und den bestehenden Herausforderungen in zehn ausgewählten Themengebieten befragt. Die Auswahl der zehn Themen orientiert sich am „Offshore Finance Circle“ (OFC), einer Reihe von Konferenzen, die im Jahre 2003 von Finanzierungs- und Versicherungsexperten zur Offshore-Windenergie veranstaltet wurde. Die Themengliederung erscheint für die im Rahmen dieser Arbeit beabsichtigte Betrachtung als geeignet, da sie die Gesamtheit der technischen, risikopolitischen und finanziellen Unsicherheiten der Offshore-Windenergie abdeckt die maßgeblich die Rahmenbedingungen für die Finanzierung bestimmen. Die Unternehmen wurden entsprechen der in Abschnitt 3.1.4 vorgenommenen Betrachtung der wichtigsten Beteiligten einer Projektfinanzierung in fünf Kategorien unterteilt: Sponsoren, Banken, Lieferanten, Versicherungen und Finanzinvestoren (vgl. Abbildung 13). In der Kategorie Sponsor wurden sowohl EVUs als auch mittelständische Projektentwickler befragt. Sofern die Aussagen und Ergebnisse der Bewertung sich unterscheiden wird dies hervorgehoben. Gleiches gilt für die Kategorie der Anlagenlieferanten, die sich in Fundament- und WEA-Lieferanten unterteilen lassen.

| Art und Anzahl der befragte Unternehmen | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Kategorie: | Projektentwickler | | Bank | Anlagenlieferant | | Versicherung | Finanzinvestor |
| Unterteilung | EVU | Mittel-ständler | | Fund-ament | WEA | | |
| Anzahl (Summe=26) | 4 | 3 | 5 | 3 | 4 | 3 | 4 |

Abbildung 13: Art und Anzahl der befragten Unternehmen (Quelle: Eigene Darstellung)

Zu jedem der zehn Themengebiete wird zunächst eine auf der aktuellen Literatur basierende Einführung gegeben. Grundlegendes Fachwissen und die wichtigsten Aspekte der gegenwärtigen Diskussion werden als Fundament für ein besseres Verständnis der darauf folgend herausgestellten Ergebnisse der Befragung erläutert. An die thematische Einführung schließt sich die Auswertungsmatrix der Expertenbefragung an, die einen komprimierten Überblick über die Einschätzungen der Experten gibt sowie deren Bewertung mittels der Ampelfarben zeigt. Die dort komprimiert dargestellten Ergebnisse werden anschließend erläutert. Der nachfolgende Auszug aus dem Interviewleitfaden vermittelt einen Überblick über die Struktur der Befragung.

| Beurteilung der Offshore-Windenergie unter Finanzierungsgesichtspunkten | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Frage: / Thema: | Welche Anforderungen stellen Sie in den einzelnen Bereichen? | Wie beurteilen Sie den gegenwärtigen Entwicklungsstand? | Bewertung | | |
| | | | | | |
| Windprognose | | | | | |
| Genehmigung | | | | | |
| Netzanbindung | | | | | |
| Anlagentechnologie | | | | | |
| Gründung | | | | | |
| Montage | | | | | |
| O&M | | | | | |
| Versicherung | | | | | |
| Wirtschaftlichkeit | | | | | |
| Finanzierung | | | | | |
| Legende: | = Geringe Herausforderung | = Mittlere Herausforderung | = Erhebliche Herausforderung | | |

Abbildung 14: Auszug aus dem Leitfaden der Expertenbefragung (Quelle: Eigene Darstellung)

Das in der Legende von Abbildung 14 dargestellte Bewertungsmuster bildet das Grundgerüst für die Betrachtung der Offshore-Windenergie im Hinblick auf eine Projektfinanzierung in diesem Kapitel. Die Farben beinhalten folgende Wertung:

- **Geringe Herausforderung**: Von als geringer Herausforderung bewerteten Themen werden keine gravierenden Auswirkungen auf die Projektfinanzierung befürchtet.
- **Mittlere Herausforderung**: Herausforderung gilt als technisch realisierbar, kann sich aber bei Problemen stark negativ auf die Projektfinanzierung auswirken.
- **Erhebliche Herausforderung**: Bei den erheblichen Herausforderungen sind noch erhebliche technische und organisatorische Probleme zu bewältigen. Die Probleme wirken sich gegenwärtig stark negativ auf die Projektfinanzierungsfähigkeit aus.

Alle Ausführungen dieses Kapitels basieren auf den Aussagen der befragten Experten, die nicht explizit zitiert werden. Die Erläuterungen beschränken sich auf Aussagen, die für die weitere Betrachtung von Nutzen sind. Die Ergebnisse der Befragung werden am Ende des Kapitels zu einer Gesamtrisikomatrix zusammengeführt, die neben der Marktprognose aus Kapitel vier die Grundlage für die abschließende Marktbetrachtung in Kapitel sechs darstellt.

### 5.1 Windprognose

Die Windprognose ist ein Gutachten, das die Ermittlung der am geplanten Standort vorhandenen Windverhältnisse zum Gegenstand hat. Das Gutachten bildet die direkte Grundlage für die Energieertragsprognose, aus der sich der zu erwartende *cash flow* des

Windparks ableitet (Lieshout 2005, 36). Eine genaue Kenntnis des meteorologischen Energieangebots am geplanten Standort ist daher entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg des Projekts. Die Windprognose ist damit ein Kernelement der Investitionsentscheidung. Weil schon geringe Abweichungen bei der Windgeschwindigkeit große Auswirkung auf den Energieertrag und damit die Wirtschaftlichkeit des Projekts haben, ist die Qualität der Prognosemethoden von großer Bedeutung (OFC 2003, 75f).

Anders als an Land ist eine direkte Messung des Windangebots auf See nur in begrenztem Umfang möglich. Windgutachten für Offshore-Windenergieprojekte stützen sich überwiegend auf Winddaten aus bestehenden Wetterstationen an der Küste oder auf den nächstgelegenen Inseln. Auch Messdaten von Bohrinseln, Schiffen oder Bojen finden Verwendung. Diesen meteorologischen Daten ist gemein, dass sie nicht direkt verwendet werden können, da sie üblicherweise in einer Höhe von zehn Meter gemessen werden. Für eine realistische Betrachtung müssten die Messungen in der jeweiligen Nabenhöhe der WEAs von beispielsweise 100 Meter durchgeführt werden. In Gutachten für Windparks werden die meteorologischen Daten daher mittels einer *vertikalen Extrapolation* anhand von bestehenden Erfahrungswerten hochgerechnet. Die verwendeten Erfahrungswerte stammen jedoch fast ausschließlich aus dem Onshore-Bereich, wo sich Luftschichtungen und Oberflächenrauhigkeit anders darstellen als über dem Meer (Viertel et al. 2005, 27ff).

Ähnlich wird auch bei der Berechnung der langjährigen mittleren Windverhältnisse vorgegangen. Da die Windverhältnisse je nach Windjahr große Schwankungen aufweisen, müsste eine Messung, die verlässliche Daten liefern soll, über einen Zeitraum von zehn Jahren angelegt werden (Viertel et al. 2005, 28). Da dies in der Praxis nicht realisierbar ist, werden die Ergebnisse des Messzeitraums anhand von langjährigen Winddaten aus Wetterstationen korrigiert[23]. Diese Vorgänge werden mit Hilfe von Computerprogrammen ausgeführt, die spezifische Parameter wie Küstenentfernung, Anlagenhöhe und das Parklayout in die Prognose mit einbeziehen. Das Verfahren findet als *measure, correlate and predict* (MCP) Methode seit rund 20 Jahren in der Windbranche Anwendung. Die Fehleranfälligkeit des Verfahrens zeigte sich vor rund vier Jahren, als sich herausstellte, dass viele Projekte mit überdurchschnittlich guten Daten korrigiert wurden und daher die prognostizierten Erträge nicht erreichten (Lieshout 2005, 36).

Es wird deutlich, dass sich verlässliche Daten nur vor Ort gewinnen lassen. Um die Datengewinnung auf See auszuweiten, wurden drei **F**orschungsplattformen **i**n **N**ord- und **O**stsee (Fino) installiert. Die Plattformen befinden sich jeweils in der Nähe von geplanten OWPs und sollen neben meteorologischen Daten wie Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur und Luftfeuchtigkeit auch Erkenntnisse über Strömung, Wellenhöhe, Wassertemperatur und Salzgehalt ermöglichen. Des Weiteren werden Messungen zu Belastungen an Mast und Fundamenten sowie Beobachtungen der Flora und Fauna durchgeführt. Darüber hinaus haben inzwischen die ersten Projektentwickler eigene Messmasten installiert, um zuverlässige Daten über ihren Standort zu bekommen. Für die Projekte „Sky 2000“, „Arkona Becken Südost“, „Amrumbank West“ und „Nordsee Ost“ wurde

[23] *„Beispiel Deutschland: Da lag die Windernte des Jahres 2003 etwa 20 Prozent unter einem repräsentativen Jahr wie 1993 oder 1995: Da wurde der Schnitt um elf Prozent übertroffen. Wer seine Windmessung gerade 1994 gemacht und dann einfach auf 20 Betriebsjahre hochgerechnet hat, der produzierte am Ende weniger Windstrom als gedacht und kann unter Umständen seine Kredite nicht zurückzahlen. Andersherum: Wer sich allein auf die Messung aus dem windschwachen Supersommer 2003 verlässt, dessen Ertragsprognosen fallen viel niedriger aus als die Windernte.“* (Franken 2007, 44)

diese Investition getätigt. Die folgende Abbildung zeigt die im Rahmen der Interviews erhaltenen Experteneinschätzungen zur Windprognose.

| Windprognose | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projekt-entwickler** | -Qualität der Prognose auf Onshore-Niveau<br>-Verwendung mehrjähriger Winddaten<br>-Auswirkungen des Parklayout auf Volllaststunden | -Befriedigender bis guter Entwicklungsstand<br>-Lediglich methodische Verfeinerungen notwendig<br>-Fino II u. III ermöglichen ausreichende Verbesserungen | |
| **Bank** | -Zwei Gutachten renomierter Gutachter<br>-Plausibilisierung bei Unsicherheit<br>-Verwendung von Offshore-Daten<br>-Mehr Auswahl bei den renomierten Gutachtern | -Prognosequalität verbesserungswürdig<br>-Fino I-III sind ausreichend<br>-Unsicherheit der Gutachten ist kalkulierbar<br>-Langfristige Onshore-Messungen nicht erforderlich | |
| **Anlagen-lieferant** | -Wind- und Turbulenzverhältnisse für Parklayout<br>-Keine weiteren Anforderungen aus Lieferantensicht | -Befriedigender bis guter Entwicklungsstand<br>-Bestehende Verfahren sind ausreichend | |
| **Versiche-rung** | -Keine Anforderungen aus Versicherungssicht | -Bestehende Prognoseverfahren sind ausreichend | |
| **Finanz-investor** | -Zwei Gutachten renomierter Gutachter<br>-Verwendung von Offshore-Daten<br>-Verbesserung der Modelle mit Daten aus Fino II u. III | -Gutachtenqualität ausreichend<br>-Messmasten werden kaum Neuigkeiten bringen<br>-Unsicherheit der Gutachten ist kalkulierbar | |

Abbildung 15: Experteneinschätzungen zur Windprognose (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die **Projektentwickler** benötigen eine möglichst realistische Vorhersage des Windaufkommens, um zu einer fundierten Bewertung ihres Standortes zu gelangen. Die Qualität der Prognose für OWPs soll den aus dem Onshore-Bereich bekannten Standards entsprechen. Das bedeutet die Einbeziehung von langfristigen Winddaten, um Schwankungen des Windaufkommens herauszurechnen. Ergänzend werden Berechnungen zur Auswirkung des Parklayouts auf die Volllaststunden als wünschenswert bezeichnet. Der gegenwärtige Stand der Entwicklung wird als befriedigend bis gut bewertet. Lediglich ein Befragter mahnte die Verbesserung der Verfahren an und bewertete die baldige Verfügbarkeit von Ergebnissen der Forschungsplattformen Fino II und III als wichtige Voraussetzung zur Verbesserung der bestehenden Methoden.

Die **Banken** verlangen von den Entwicklern zwei Gutachten unabhängiger und renommierter Windgutachter. Differieren die Ergebnisse der Gutachten erheblich, muss eine Plausibilisierung durch ein drittes Institut vorgenommen werden. Für die Prognose sollen Daten von Offshore-Standorten verwendet werden. Die Qualität der Prognosen wird als befriedigend, aber verbesserungsfähig bezeichnet. Unter den befragten Banken herrscht Zuversicht, dass die Daten der Messmasten Fino II und III ausreichende Sicherheit geben werden. Vereinzelt wurde die Notwendigkeit der zweiten und dritten Forschungsplattform sogar angezweifelt. Derzeitige Unsicherheiten in den Prognosen lassen sich durch Sicherheitsabschläge kalkulieren und stellen somit kein übermäßiges Risiko dar. Vereinzelt

wird in der Ungewissheit über die tatsächlichen Leistungskurven der Anlagen ein größeres Risiko gesehen.

Die **Finanzinvestoren** formulieren ähnliche Anforderungen wie die Banken. Die kommenden Erkenntnisse aus Fino II und III sollen noch in die Prognosemodelle einfließen, große Auswirkungen werden davon jedoch nicht mehr erwartet. Die Unsicherheit der Windprognosen gilt mit Sicherheitsabschlägen von fünf bis acht Prozent als kalkulierbar.

Die ersten von Projektentwicklern errichteten Messmasten für einzelne OWPs zeigen die grundsätzlich große Bedeutung der Windprognose für eine Projektfinanzierung. Banken und Finanzinvestoren teilen das Interesse an möglichst genauen Energieertragsprognosen und befürworten die Windmessung vor Ort. Lieferanten und Versicherungen stellen keine spezifischen Anforderungen, da sie durch ungenaue Prognosen keinen direkten wirtschaftlichen Nachteil erfahren[24]. Der Entwicklungsstand der Windprognosen wird von allen Befragten als befriedigend bis gut bezeichnet. Lediglich die Banken sehen noch Verbesserungsbedarf bei den Verfahren. Die Mehrheit der befragten Unternehmen hält die Unsicherheit der Windprognosen mit Sicherheitsabschlägen für kalkulierbar und bewertet die Thematik im Rahmen der Projektfinanzierung als geringe Herausforderung.

### 5.2 Genehmigung

Für den Bau und Betrieb eines OWPs vor der deutschen Küste wird eine Genehmigung benötigt. Wo und wie diese Genehmigung zu erlangen ist, hängt davon ab, mit welchem Abstand zur Küste gebaut werden soll.

Es gibt drei verschiedene Meereszonen mit unterschiedlichen Hoheitsbefugnissen[25]. Als Küstenmeer oder 12-Seemeilen-Zone wird der Bereich bis zu 12 Seemeilen seewärts von der Küstenlinie bezeichnet. Dieser Abschnitt fällt in Deutschland in den Verantwortungsbereich der jeweiligen Bundesländer, die damit auch über eine Genehmigung entscheiden (Kruppa 2007, 13). Das Verfahren zum Erhalt einer Genehmigung besteht aus mehreren voneinander unabhängigen Schritten. Vor dem eigentlichen Genehmigungsverfahren muss bei der zuständigen Behörde ein Raumordnungsverfahren angestrengt werden. Die Genehmigung der Anlagen ist anschließend nach Maßgabe des Bundesimmissionschutzgesetzes (BImSchG) zu beantragen[26].

Die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) umfasst den Bereich von der 12-Seemeilen-Zone bis zu 200 Seemeilen auf das Meer hinaus. In diesem Bereich sind die meisten OWPs geplant (Iken 2006, 102). Zuständig für eine Genehmigung ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Das Genehmigungsverfahren für die AWZ erfolgt nach Maßgabe der Seeanlagenverordnung (SeeAnlV). Diese Verordnung besagt, dass eine Genehmigung erteilt werden muss, sofern nicht *„die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigt oder die Meeresumwelt gefährdet wird, ohne dass dies durch eine Befristung, durch Bedingungen oder Auflagen verhütet oder ausgeglichen werden kann“* (SeeAnlV 1997, §3). Für das Genehmigungsverfahren wurde vom BSH ein Standarduntersuchungskonzept

[24] Die Lieferanten interessieren sich jedoch für die Prognosen zum Turbulenzverhalten des Windes, da sich mit diesem Wissen das Parklayout auch im Hinblick auf physikalische Belastungen der Anlagen optimieren lässt.
[25] Diese Unterteilung basiert auf dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen aus dem Jahr 1982.
[26] Für bestimmte Sachverhalte sind weitere Teilgenehmigungen zu beantragen, auf die hier nicht weiter eingegangen werden soll (OFC 2003, 111ff).

(StUK) entwickelt, das die Einheitlichkeit und Transparenz des Verfahrens gewährleisten soll (BSH 2007).

Seewärts der 200-Seemeilen-Grenze beginnt die Hohe See, in der Staaten über keinerlei Hoheitsbefugnisse verfügen. Noch spielt diese Zone für die Erneuerbaren Energien aus technischer und wirtschaftlicher Sicht keine Rolle (Kruppa 2007, 15). Die Nutzung dieser Region zum Bau von Energieerzeugungsanlagen wäre aber weitestgehend zulässig (Jenisch 1997, 380f).

Neben der Genehmigung für den Bau und Betrieb des OWPs ist eine separate Genehmigung für die Netzanbindung zu beantragen. Häufig bedarf es mehrerer einzelner Genehmigungen, da für die einzelnen Abschnitte auf See und an Land in der Regel verschiedene Behörden zuständig sind (Dena 2005). Darüber hinaus sind auf dem Festland regelmäßig private Grundstücke zu queren, wofür es der Zustimmung der Besitzer in Form einer vertraglichen Regelung bedarf. Mit Inkrafttreten des Infrastrukturgesetzes liegt die Organisation der gesamten Netzanbindung bis zum Umspannwerk auf See im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber (vgl. Abschnitt 2.2.2).

| Genehmigung | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projekt-entwickler** | -Planungssicherheit durch langfristige Verlässlichkeit<br>-Transparenz der Prozesse und des Zeitrahmens<br>-Keine überzogenen Auflagen | -Befriedigender Stand mit kleinem Optimierungsbedarf<br>-STUK ist transparent und verlässlich<br>-Veränderte Auflagen schaffen Unsicherheit<br>-Naturschutz vom BSH zu hoch bewertet | |
| **Bank** | -Sämtliche Genehmigungen müssen vorliegen<br>-Auflagen müssen transparent sein<br>-Gewissheit bei Genehmigung des Kabels | -Sehr divergierende Bewertung<br>-Die Baugenehmigung tendenziell problemlos<br>-Kabelgenehmigung problematischer<br>-Thema teilweise unterbewertet<br>-Grundsätzlich in der Verantwortung des Entwicklers | |
| **Anlagen-lieferant** | -Mehr Rechts- und Planungssicherheit bzgl. Auflagen<br>-Sinvollere technische Auflagen<br>-WEA-Lieferanten sollten einbezogen werden | -Divergierende Bewertung<br>-Auflagen schaffen Unsicherheit<br>-Verfahren sind ausreichend | |
| **Versiche-rung** | -Genehmigungen als Voraussetzung für Gespräche<br>-Keine weiteren Anforderungen aus Versicherungssicht | -Verfahren sind bekannt und verlässlich<br>-OWPs politisch gewollt, daher keine Probleme | |
| **Finanz-investor** | -Genehmigungen als Voraussetzung für Beteiligung<br>-Klare und transparente Gestaltung der Anforderung | -Teilweise erhebliche Auflagen | |

Abbildung 16: Experteneinschätzung zur Genehmigung (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die **Projektentwickler** verlangen ein transparentes Genehmigungsverfahren und einen verlässlichen und kürzeren Genehmigungszeitrahmen. Ihre wichtigste Anforderung ist langfristige rechtliche Sicherheit. Dies bezieht sich insbesondere auf die in der Genehmigung gemachten Auflagen, die nicht nachträglich verändert werden sollten. Das vom BSH entwickelte StUK und die Ansprechpartner werden als verlässlich bezeichnet. Lediglich die

große Bedeutung des Umweltschutzes und die damit verbundenen Auflagen werden bemängelt.

Das Thema Genehmigung wird von den **Banken** in unterschiedlicher Weise betrachtet. Das Vorliegen einer vollständigen Genehmigung stellt für sie eine unabdingbare Voraussetzung der eigenen Beteiligung dar. Weiterhin müssen alle in der Genehmigung gemachten Auflagen transparent sein. Das vom BSH eingeführte StUK wird als akzeptabel bewertet. In der Kabelgenehmigung wird eine größere Herausforderung gesehen, insbesondere bei der Anlandung und den Genehmigungen der Landtrasse. Das deutsche Genehmigungsverfahren ist im internationalen Vergleich zu kompliziert und intransparent. Einige Banken betrachten den Genehmigungsprozess nur indirekt als relevant für die Finanzierung, da erst das Ergebnis, nämlich eine bestandskräftige Genehmigung, für die Finanzierung von Bedeutung ist. Andere sehen die Thematik als in der gegenwärtigen Diskussion unterbewertet.

Die Lieferanten fordern langfristige Planungssicherheit. Insbesondere die Auflagen im Rahmen der Genehmigung müssen verlässlich sein und dürfen nachträglich nicht verändert werden. Ein **WEA-Hersteller** fordert, die Anlagenhersteller insbesondere im technischen Bereich stärker in die Formulierung der Auflagen einzubinden, um „unsinnige“ Auflagen zu vermeiden. Aufgrund der ihnen zugewiesenen Auflagen bewerten sie die Genehmigung als mittlere Herausforderung. Die **Fundamentlieferanten** sehen die Erlangung einer Genehmigung und die damit verbundenen Auflagen als weniger kritisch an und bewerten sie als eine geringe Herausforderung.

Die Genehmigung ist für die Planungssicherheit aller Beteiligten von großer Bedeutung. Das vom BSH entwickelte StUK wird positiv bewertet, lediglich die im internationalen Vergleich langen Zeiträume bis zum Erhalt einer Genehmigung werden kritisiert. Die Rechtssicherheit der Genehmigung „an sich“ wird nicht bezweifelt, doch sorgen nachträgliche Änderungen bei den Auflagen für Verunsicherung. Ziel der nachträglichen Veränderbarkeit ist es, die Auflagen der fortschreitenden Entwicklung anzupassen. Dieser Ansatz wird zwar für richtig gehalten, gleichzeitig wird jedoch befürchtet, dass neue Auflagen Kosten verursachen, die zuvor nicht einkalkuliert waren und den *cash flow* belasten. Dennoch wird die Genehmigung im Rahmen der Projektfinanzierung mehrheitlich als wenig problematisch bewertet, da die sie grundlegende Voraussetzung ist, ohne deren Erfüllung in der Regel nicht mit der Umsetzung des Vorhabens begonnen wird.

### 5.3 Netzanbindung

Die Netzanbindung umfasst die interne Verkabelung des Windparks, die Umspannstation auf See, das Seekabel bis zur Küste sowie das sich anschließende Landkabel bis zur Umspannstation an Land.

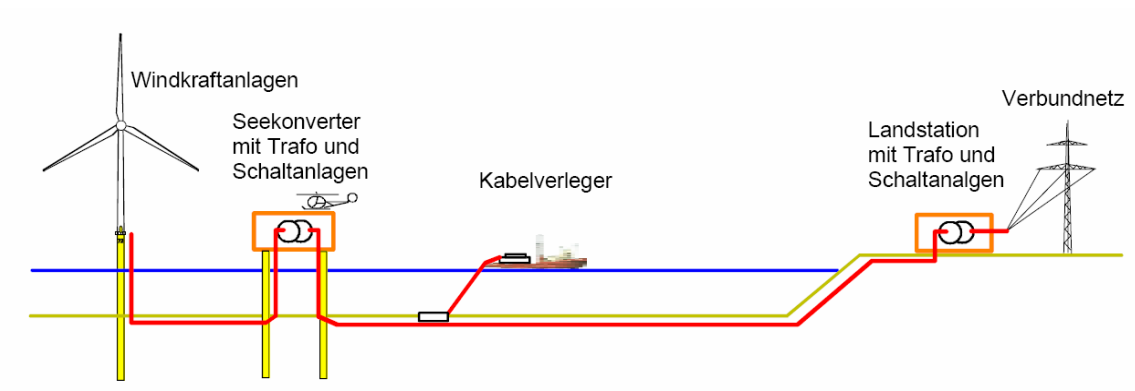


Abbildung 17: Netzanbindung eines Offshore-Windparks (Quelle: Eckhardt et al. O.J., 5)

Die parkinterne Verkabelung leitet den in den Anlagen produzierten Strom zur Umspannstation auf See, auch Seekonverter genannt. Von dort aus werden die Anlagen mit Strom versorgt, den sie zum Betrieb ihrer Systeme benötigen. Ein solches Netz ähnelt in seinem Aufbau der Verkabelung von Onshore-Parks. Die Verkabelung erfolgt standardmäßig durch ein Mittelspannungs-Drehstromsystem. In der Offshore-Umspannstation wird der Strom von der Mittelspannungsebene auf die zur Übertragung benötigte Hochspannung gebracht. Die Umspannstationen sind mehrstöckige Plattformen auf einem Fundament, das so hoch sein muss, dass auch große Wellen der Station nicht schaden können. Neben dem technischen Equipment wie Schaltanlagen, Transformatoren und Notstromaggregaten wird der Großteil der Stationen voraussichtlich mit Hubschrauberlandeplatz, Kran, Ersatzteillager und Unterkünften für Service- und Wartungscrews ausgestattet werden. Abhängig davon, mit welcher Verbindungstechnik der Strom geleitet wird, muss die Plattform mit unterschiedlicher Technologie ausgerüstet werden (OFC 2003, 19ff).

Grundsätzlich kommen für die Verbindung von der Umspannstation an die Küste zwei Technologien in Frage: die Drehstrom- und die Gleichstromtechnologie. Die interne Verkabelung basiert, wie auch das Verbundnetz, auf einem Drehstromsystem. Die stärksten Drehstromkabel können eine Leistung von etwa 200 Megawatt übertragen. Sie sind bis zu einer maximalen Länge von 50 bis 100 Kilometer (je nach Spannung) einsetzbar, da nachteilige Wirkungen der Wechselstromwiderstände zu Blindleistung führt[27] (OFC 2003, 23). Damit ist eine Drehstromanbindung für leistungsstarke Parks mit großer Entfernung zum Festland technisch kaum realisierbar. Bei großen Distanzen kommt nur eine Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) in Frage. Sie bietet die Möglichkeit, hohe Leistungen über große Strecken mit weniger Verlusten zu transportieren als Drehstromsysteme (Jones & Westman 2007, 39). Für den Einsatz einer HGÜ sind zusätzliche Transformatoren für das Gleich- und Wechselrichten der Spannung erforderlich. Dadurch entstehen zusätzliche Anforderungen an die Umspannstationen, die zu höheren

[27] Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen oder elektrischen Feldern benötigt wird und nicht Bestandteil der nutzbaren elektrischen Energie ist. Die Menge des benötigten Ladestroms wächst mit der Kabellänge und der Übertragungsspannung womit die Übertragungsleistung für den nutzbaren Strom geringer wird.

Kosten führen. Welche Technologie zum Einsatz kommen sollte, hängt folglich von der Größe des Parks und seiner Entfernung zum Einspeisepunkt ab.

Der Netzanschluss ist ein elementarer Bestandteil des OWPs. Die meisten Experten schätzen die Kosten für die Netzanbindung auf etwa 30 Prozent der gesamten Investitionskosten (Lönker 2006, 22; Knight 2006, 35). Seit Inkrafttreten des Infrastrukurgesetzes im Jahre 2006 ist der jeweils nächstliegende Netzbetreiber verpflichtet, Planung und Bau der Anbindung bis zur Inbetriebnahme des jeweiligen OWPs sicherzustellen, sofern mit deren Bau bis zum 31. Dezember 2011 begonnen wird (Knight 2006, 35; Lönker 2006, 22). Das stellt zunächst eine finanzielle Erleichterung für alle Projektplaner dar, weil rund ein drittel der Investitionskosten entfällt. Die Wirtschaftlichkeit der Projekte verbessert sich dadurch erheblich, doch für eine Projektfinanzierung ergeben sich neue Probleme.

Bei der E.on Netz GmbH, dem für den Nordseeraum zuständigen Netzbetreiber, sind bisher Anträge auf Netzanschlüsse für 12.000 Megawatt eingegangen; Bei der Vattenfall Europe AG sind es bisher 4.000 Megawatt für den Ostseeraum (Ristau 2007, 28). Die Entscheidung welche Parks zuerst eine Netzanbindung erhalten sollen, wurde für den Ostseeraum durch eine Gutachtergruppe von unabhängigen Unternehmen untersucht. Sie kamen zu dem Ergebnis, dass vier der zehn beantragten Parks bis Ende des Jahres 2011 angebunden werden können (Franken 2007b, 46). Für die sechs Projekte mit einer negativen Beurteilung dürfte sich die Suche nach Investoren erheblich erschweren (Franken 2007b, 47). Für den Nordseeraum geht die zuständige E.on Netz GmbH anders vor. Die Beantragung einer Netzanbindung wird an Voraussetzungen gebunden: *„E.on Netz erwartet von den Offshore-Planern, dass sie 30 Monate vor Baubeginn wesentliche Unterlagen wie Baugenehmigung, Finanz- und Bauplan vorlegen können“* (Arzt & Weinhold 2007, 42). Werden die Voraussetzungen erfüllt, geht die E.on Netz GmbH davon aus, dass genügend Zeit bleibt einen Anschluss zu legen (Franken 2007b, 47). Die Anforderungen stellen insbesondere für Entwickler, die eine Projektfinanzierung planen, eine große Herausforderung dar, weil die Auflagen des Netzbetreibers mit den Anforderungen der anderen Beteiligten in Einklang gebracht werden müssen. So fordern beispielsweise die Banken, dass die Netzanbindung gesichert sein muss, bevor die Kreditzusage gegeben wird. Wie die Unternehmen die Netzanbindung im Einzelnen bewerten, zeigt die folgende Abbildung.

| Netzanbindung | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projekt-entwickler** | -Rechtssicherheit für Fall des zeitlichen Verzugs<br>-Gesetzliche Regelungen für Priorisierungen<br>-Verlängerung des Infrastrukturgesetzes<br>-Reduzierung der Planungsunsicherheit | -Unsicherheit über Netzanbindung bei Inbetriebnahme<br>-Unsicherheit wer wann Netzanbindung erhält<br>-Infrastrukturgesetz ist grundsätzlich gut | |
| **Bank** | -Muss bis Inbetriebnahme sichergestellt sein<br>-Sicherheit in Bezug auf Kapazität und Zeitrahmen<br>-Rechtssicherheit/ Absicherung bei Verzögerungen | -Gesetz war ein guter Schritt, aber noch Unsicherheit<br>-Massives zeitliches Problem (Kapazitäten)<br>-Unzureichende Verbundnetzkapazitäten<br>-Drohende Unsicherheit durch Verkauf der Netze | |
| **Anlagen-lieferant** | -Genauere gesetzliche Regulierung der Netzanbindung<br>-Mehr Dialog zwischen Netzbetreiber & WEA Lieferant<br>-Netzausbau seitens der EVUs<br>-Trennung der Netze von den EVUs wäre vorteilhaft | -Fundamentlieferanten sehen keine Problem<br>-WEA-Lieferanten sehen erhebliche Herausforderung<br>-Schnittstelle Hersteller – Netzbetreiber ist unklar<br>-Unzureichende HS-Kabelkapazität | |
| **Versiche-rung** | -*Proven technology*<br>-Redundante Kabelverbindung<br>-Verfügbarkeit von Kabeln<br>-Sicherstellung rechtzeitiger Anbindung<br>-Ausbau der Netze in den Küstenregionen | -Erfahrung mit Versicherung von Seekabeln besteht.<br>-Redundante Kabel sind zu teuer<br>-Kabel und Umspannwerke sind Schadensquellen | |
| **Finanz-investor** | -Termingenaue Anbindung bei Inbetriebnahme<br>-Höhere technische Verfügbearkeit der Netzanbindung | -Große Unsicherheit über termingerechte Verfügbarkeit<br>-Bau und Betreib von Seekabeln risikoreich<br>-Kabelschäden können erhebliche Verluste verursachen | |

Abbildung 18: Experteneinschätzung zur Netzanbindung (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die **Projektentwickler** benötigen Planungssicherheit und die Gewissheit, dass eine Netzanbindung verfügbar ist, sobald der Park zur Inbetriebnahme bereit ist. Insbesondere der Fall einer Verzögerung muss verlässlich geregelt werden, um negative Konsequenzen für die Projekte zu vermeiden. Weiterhin ist es notwendig, die Priorisierung, also die Reihenfolge, mit der die Windparks ans Netz angeschlossen werden, transparent zu gestalten. Die Projektentwickler fordern gesetzliche Regelungen, um nicht den Anforderungen der Netzbetreiber ausgeliefert zu sein. Eine weitere Anforderung an den Gesetzgeber ist, die gegenwärtige Regelung auch über das Jahr 2011 hinaus zu verlängern. Für eine Projektfinanzierung bergen die Priorisierung und die Gefahr einer Verzögerung der Netzanbindung erhebliche Unsicherheit.

Bei der Netzanbindung gehen die Einschätzungen der Lieferanten deutlich auseinander. Die **WEA-Hersteller** werfen den Netzbetreibern Blockadehaltung vor und fordern mehr Dialogbereitschaft. Das Inkrafttreten des Infrastrukturgesetzes erfordert technische Anpassungen an den Anlagen seitens der Hersteller, weil der Übergabepunkt zwischen Verbundnetz und Windpark nun am Umspannwerk auf See und nicht mehr an Land liegt. Für solche Fälle fordern sie eine gesetzlich klar definierte Regelung. Eine weitere Forderung bezieht sich auf den Ausbau des Verbundnetzes, in dem nicht genug Kapazität für den Anschluss der geplanten Projekte vorhanden ist. Anders als die Banken sehen die Lieferanten die Trennung der Netze von den Erzeugungskapazitäten als vorteilhaft. Nahezu einheitlich wird in der Netzanbindung eine erhebliche Herausforderung gesehen. Die

**Fundamentlieferanten** äußern sich zu dieser Thematik wesentlich optimistischer. Sie bewerten das Infrastrukturgesetz durchgängig als klare gesetzliche Regelung und damit als geringe Herausforderung.

Die **Versicherungen** wünschen sich den Einsatz bewährter Technologie. Im Falle eines Kabelschadens soll eine redundante Netzanbindung als Absicherung gegen möglichen Ertragsausfall dienen. Sie vermuten allerdings, dass redundante Verbindungen aus Kostengründen kaum zu realisieren sind. Im Einzelfall besteht langjährige Erfahrung aus der Versicherung konventioneller Seekabel. Die Versicherungen wissen um die Schadensanfälligkeit der Kabelverbindungen und Umspannwerke, sind aber zuversichtlich, dass diese Probleme in den Griff zu bekommen sind.

Die **Finanzinvestoren** drängen wie alle anderen Beteiligten auf mehr Sicherheit bei der termingerechten Anbindung der Parks. Sie schätzen den Bau und Betrieb von Seekabeln als risikoreich ein, weil durch Schäden lange Phasen des Ertragsausfalls entstehen können, da der produzierte Strom nicht abgeführt werden kann. Diese Ausfälle können den *cash flow* und die Wirtschaftlichkeit empfindlich belasten. Unsicherheit in Bezug auf den Ausbau des Netzes und die termingerechte Anbindung der Projekte erwarten die Investoren bei einem eventuellen Verkauf der Netze, wie es kürzlich in den Medien diskutiert wurde.

Einstimmig fordern alle Befragten mehr Planungssicherheit bei der Netzanbindung. Eine Verzögerung der Anbindung eines betriebsbereiten Parks hätte große Einnahmeverluste zur Folge, weil produzierter Strom nicht abgeführt werden kann. Eine Aussicht auf Schadensersatzleistungen seitens der Netzbetreiber, helfen dabei nicht die Unsicherheit für die Finanzierung zu reduzieren. Versicherungen und Finanzinvestoren weisen auf die erheblichen wirtschaftlichen Gefahren im Falle eines gravierenden Kabel- oder Transformatorschadens hin[28]. Weiterhin hat auch die Unsicherheit über die Reihenfolge bei der Netzanbindung Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit. Bekommt ein Projekt keine Zusage für eine Netzanbindung vor Ende des Jahres 2011, entstehen erhebliche Probleme einen Investor zu finden. Organisatorische Fragen und ihre möglichen finanziellen Folgen sind das Hauptthema der gegenwärtigen Diskussion, technische Aspekte der Netzanbindung spielen eine untergeordnete Rolle. Die von den Befragten wahrgenommene Unsicherheit erschwert die Finanzierung erheblich. Dem Ausbau des Verbundnetzes im norddeutschen Raum messen alle Befragten große Bedeutung bei, da die gegenwärtig vorhandenen Kapazitäten bei einem Ausbau der Windenergienutzung auf See an ihre Leistungsgrenzen stoßen werden.

### 5.4 Anlagentechnologie

Die WEA ist das „Herzstück“ eines Windparks. Für den Onshore-Einsatz existiert eine Vielzahl von bewährten Anlagentypen unterschiedlicher Hersteller. Die Anforderungen eines Einsatzes auf hoher See sind jedoch ungleich höher als an Land. Die Anlagen sind durch höhere Windgeschwindigkeiten und Wellengang größeren physikalischen Belastungen sowie durch die Luftfeuchtigkeit und den Salzgehalt der Luft einer größeren Korrosionsgefahr ausgesetzt. Die Anforderungen an die Technik stellen die Entwickler von Offshore-Anlagen vor neue Herausforderungen. Eine redundante Auslegung wichtiger Komponenten,

[28] Im Juni 2007 musste im dänischen Offshore-Windpark „Nysted“ der 140 Tonnen schwere Transformator der Umspannstation ausgebaut und zur Reparatur an Land gebracht werden (wab 2007a, 11)

zuverlässiger Korrosionsschutz und permanente Fernüberwachung sind unabdingbare Attribute einer zuverlässigen Offshore-WEA (Lange 2005, 31).

Der Ausfall einzelner Komponenten der WEA kann auf See zu erheblich längeren Stillstandszeiten führen als an Land. Da eine Betriebsunterbrechung einen Einnahmeausfall bedeutet, müssen wichtige und anfällige Teile redundant vorhanden sein. Die redundante Komponente muss den reibungslosen Betrieb der Anlage bis zur nächsten Wartung aufrechterhalten, bei der das schadhafte Teil ausgetauscht werden kann. Zudem beeinträchtigen Temperaturschwankungen und Feuchtigkeit die Zuverlässigkeit der Technik. Insbesondere die Elektronik ist davon betroffen, aber auch allgemeine Korrosion setzt dem Material zu. Um etwaige Mängel rechtzeitig entdecken zu können, bedarf es einer Fernüberwachung der Anlage mittels Sensoren, die permanent Daten über den Zustand der Anlage an den Betreiber senden[29] (Koch 2006, 31ff).

Die größeren Küstenabstände und Wassertiefen der deutschen Projekte erfordern den Einsatz leistungsstärkerer Anlagen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Anlagen mit weniger als drei Megawatt sind wirtschaftlich unattraktiv (Arzt & Weinhold 2007, 50). Deutsche Projektentwickler setzen überwiegend auf die fünf Megawatt-Technologie (Lönker 2006, 34). Daher wundert es nicht, dass die Entwicklung großer Offshore-Anlagen insbesondere von deutschen Herstellern vorangetrieben wird. Derzeit sind drei fünf Megawatt-Anlagen für den Offshore-Betrieb auf dem Markt. Darüber hinaus kommen für den Einsatz vor den deutschen Küsten drei kleinere Anlagen in Frage.

| Erhältliche Offshore-Windenergieanlagen | | | |
|---|---|---|---|
| Anlagen-name | 5M | M5000 | VM |
| Hersteller | REpower Systems AG | Multibrid G mbH | Bard Engineering GmbH |
| Nennleistung | 5 MW | 5 MW | 5 MW |
| Anz. Onshore | 10 | 2 | 2 |
| Anz. Offhsore | 2 | 0 | 0 |
| Anlagen-name | V90 (V80) | SWT-3.6 | N90 |
| Hersteller | Vestas AG | Siemens Wind Power GmbH | Nordex AG |
| Nennleistung | 3 MW | 3,6 MW | 2,5 MW |
| Anz. Onshore | >500 | K.A. | Ca. 600 |
| Anz. Offhsore | 98 | Min. 25 | 2 |

Abbildung 19: Erhältliche Offshore-Windenergieanlagen (Quelle: Eigene Recherche und Darstellung)

Die Hersteller REpower, Multibrid und Bard bieten speziell für den Offshore-Einsatz entwickelte fünf Megawatt-Turbinen an. Wie die Abbildung zeigt, liegt das Problem dieser

[29] Weitergehende Ausführungen zur Fernüberwachung von Offshore-WEA finden sich in Abschnitt 5.1.7.

Anlagen in der sehr geringen Betriebserfahrung. Lediglich REpower kann bisher zwei auf See installierte Anlagen vorweisen, die restlichen WEAs wurden an Land errichtet. Der Einsatz dieser Anlagen für OWPs birgt folglich noch große Risiken. Die Hersteller Vestas, Siemens und Nordex bieten modifizierte, aber ursprünglich für den Landeinsatz konzipierte Anlagen. Diese WEA-Typen haben sich zwar an Land bewährt, doch zeigen die Erfahrungen bisheriger OWPs, das Onshore-Erfahrungen nur bedingt auf den Offshore-Bereich übertragbar sind.

| **Anlagentechnologie** | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projekt-entwickler** | -Erprobte Offshore-Technologie mit Referenzen<br>-Verlässliche Technologie mit maximaler Verfügbarkeit<br>-Bessere Gewährleistung und Garantien der Hersteller<br>-Deutlicher Ausbau der Fertigungskapazitäten<br>-Zertifizierung der Anlagen | -*Track record* nicht ausreichend<br>-Hohes Risiko, Zuverlässigkeit nicht gegeben<br>-Zu geringe Kapazitäten → klares *bottleneck* | |
| **Bank** | -Erfahrung aus 10 bis 20 WEA über 2 Jahre<br>-Besseres Commitment der WEA-Hersteller<br>-Umfangreiche Garantien & Gewährleistungen<br>-Intensive technische *Due Dilligence* | -Sehr unterschiedliche Bewertung einzelner Anlagen<br>-5 MW Technologie überwiegend nicht bankable<br>-Eindeutiger Favorit Siemens Anlagen | |
| **Anlagen-lieferant** | -Kapazitäten müssen zur Verfügung stehen<br>-Zuverlässigkeit der Komponenten muss steigen<br>-Mehr Zulieferer wünschenswert | -WEA-Lieferanten sehen mittlere Herausforderung<br>-Fundamentlieferanten sehen kein Problem<br>-Optimierungsbedarf, aber Technik ist gut | |
| **Versiche-rung** | -Nachgewiesene Offshore-Tauglichkeit<br>-Zwei Jahre Betriebserfahrung | -Fünf Megawatt-Technologie noch nicht bewertbar<br>-Aussage: „Versicherungen werden es machen“ | |
| **Finanz-investor** | -Verfügbarkeit von Anlagen<br>-Belastbare Betriebsdaten<br>-Mehr Konkurrenz im 5 bis 6 Megawatt-Segment | -Fünf Megawatt-WEA nicht projektfinanzierbar<br>-Zuverlässigkeit der Anlagen ungewiss<br>-Teufelskreis: Keine Verträge, kein Netzanschluss | |

Abbildung 20: Experteneinschätzungen zur Anlagentechnologie (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die **Projektentwickler** erwarten eine zuverlässige Technologie, die eine maximale Verfügbarkeit ermöglicht. Von den Herstellern fordern die Entwickler umfangreichere Garantien und Gewährleistungen, um beim Einsatz der fünf Megawatt-Technologie nicht zu viel Risiko übernehmen zu müssen. Des Weiteren verlangen sie einen zügigen Ausbau der Fertigungskapazitäten, um den Engpass an verfügbaren Anlagen zu überwinden. Den meisten Entwicklern reichen die bisher installierten Anlagen als Betriebserfahrung nicht aus. Alle sehen ein erhebliches Risiko darin, eine der fünf Megawatt-Anlagen für ihr Projekt zu verwenden. Aber auch die Qualität der kleineren Offshore-Anlagen wird kritisch gesehen. Die Mehrheit der Entwickler setzt auf den Einsatz von fünf Megawatt-Anlagen. Die gegenwärtig geringen Fertigungskapazitäten bei gleichzeitig hoher Nachfrage ermöglichen die starke Stellung der Hersteller und die hohen Preise der Anlagen. In Anbetracht der großen technologischen Unsicherheit der WEAs bewerten die Entwickler das Entgegenkommen der Hersteller in Bezug auf Gewährleistungen als ungenügend. Auffällig ist, dass die WEA-

Hersteller von den EVUs weitaus kritischer gesehen werden als von den mittelständischen Projektentwicklern.

Die **Banken** fordern vor allem den Einsatz bewährter Technologie. Was genau darunter verstanden wird, ist von Bank zu Bank unterschiedlich. Mehrfach wurden zehn bis 20 Anlagen, die sich über mindesten zwei Jahre im Betrieb, vorzugsweise an einem Offshore-Standort, bewährt haben, als Anforderung genannt. Wie auch die Entwickler verlangen die Banken von den Anlagenherstellern mehr *committment* und die Zusage von *performance-Garantien*. Der gegenwärtige Stand der Entwicklung wurde mit einer Ausnahme durchgehend als erhebliche Herausforderung bezeichnet. Im Detail liegen die Antworten aber weit auseinander. Eine Bank hält gegenwärtig alle Anlagentypen für grundsätzlich projektfinanzierbar unter der Voraussetzung, dass ein solider Wartungsvertrag und ausreichende Garantielaufzeiten vorgelegt werden. Zwei Banken zeigten sich besonders kritisch gegenüber den fünf Megawatt-Turbinen. Eine Projektfinanzierung dieser Anlagen „im großen Stil“ können sie sich beim gegenwärtigen Entwicklungsstand nicht vorstellen. Ein bis zwei Jahre positiver Betriebserfahrung aus dem Testfeld könnten aber andere Voraussetzungen schaffen. Die restlichen zwei Banken bewerten derzeit nur die Anlage von Siemens als *bankable* für eine Projektfinanzierung. Dieser Anlagentyp wurde von allen Befragten als „Favorit“ bezeichnet.

Die **Hersteller der WEAs** fordern mehr Zuverlässigkeit und eine größere Auswahl bei den Komponenten der Zulieferer. Von der grundsätzlichen Qualität der Anlagen sind sie überzeugt, sehen aber weiteren Entwicklungsbedarf. Weil aber die Anlagenhersteller selbst die Technologie nicht als ausgereift bezeichnen, kommen sie mehrheitlich zu einer Bewertung als mittlere Herausforderung. Die **Hersteller der Fundamente** formulieren außer dem Ausbau der Fertigungskapazitäten für Offshore-WEAs keine weitergehenden Anforderungen. Der Entwicklungsstand der Anlagen wird als gut bezeichnet, kritisch wird lediglich das derzeitige Preisniveau gesehen. Die Bewertung als geringe Herausforderung erfolgt einheitlich.

Die **Versicherungen** wünschen sich bewährte Offshore-Technologie mit mindestens zwei Jahren Betriebserfahrung. Die fünf Megawatt-Technologie wird als „im Entwicklungsstadium befindlich“ bezeichnet. Die Versicherungen stehen vor dem Problem fundierte und gleichzeitig für den Markt attraktive Prämien zu kalkulieren. Aufgrund der mangelnden Erfahrung sind die Anlagen aus Versicherungssicht noch nicht bewertbar und stellen deshalb eine erhebliche Herausforderung dar. Interessanterweise wird dennoch davon ausgegangen, dass sich Versicherungsschutz für diesen Anlagentyp finden lassen wird.

Mit Ausnahme der Fundamentlieferanten und der WEA-Hersteller schätzen alle Befragten die Anlagentechnologie als erhebliche Herausforderung ein. Die große Mehrzahl der Projektentwickler plant aus Wirtschaftlichkeitsgründen fünf Megawatt-WEAs einzusetzen. Dabei ist zum einen problematisch, dass zurzeit nur geringe Stückzahlen verfügbar sind, zum anderen, dass die Anlagen aufgrund ihrer geringen Betriebserfahrung ein erhebliches Risiko bergen. Als zentrales Problem für die Finanzierung stellt sich die Verteilung der Betriebsrisiken heraus. Trotz sehr hoher Preise sind die Hersteller nicht bereit Garantien und Gewährleistungen, die über das Mindestmaß hinausgehen, anzubieten. Weder die Betreiber, noch die Banken oder Finanzinvestoren wollen dieses Risiko auf sich nehmen.

## 5.5 Gründung

Die Mehrheit der genehmigten deutschen OWPs befindet sich in Seegebieten mit Wassertiefen von 20 bis 45 Meter (vgl. Tabelle 2), die Wellenhöhen von bis zu 25 Meter aufweisen können. Die Gründungen der WEAs müssen dauerhaft großen Belastungen standhalten. Zum einen entstehen physikalische Belastungen durch Gewicht von Turm und Gondel, zum anderen durch vom Wind verursachten Schwingungen und Seegang.

Weltweit gibt es circa 14.000 Offshore-Bauwerke, überwiegend im Dienst der Öl- und Gasindustrie. Erfahrungen mit der Verankerung großer Bauwerke im Meeresboden stehen also in umfangreichem Maße zur Verfügung (Iken 2006, 68). Die bisher in der Offshore-Industrie verwendeten Technologien müssen daher für die Bedürfnisse der Offshore-Windenergie adaptiert werden. In den bestehenden OWPs wurden nahezu ausschließlich *monopiles* und Schwerkraftfundamente verwendet, die in Deutschland wegen der größeren Wassertiefe nur in Einzelfällen in Frage kommen. Hinzu kommt, dass die in Deutschland geplanten Anlagen der fünf Megawatt-Klasse größer und damit schwerer sein werden als die bisher verwendeten Anlagen. Für deutsche Projekte müssen folglich neue Gründungskonzepte zum Einsatz kommen, die allerdings zum einen die Kosten, zum anderen die Risiken erhöhen. Der Einsatz neuer Technologien im Rahmen einer Projektfinanzierung ist wegen der ungewissen Zuverlässigkeit bei gleichzeitig hohen Investitionskosten eine Herausforderung für die Projektfinanzierer. Aus diesem Grund müssen sich auch die Finanzierer intensiv mit den technischen Grundlagen der Projekte auseinander setzen.

Sieben Gründungsvarianten werden zurzeit diskutiert. Welche davon sich zukünftig als widerstandsfähig und günstig erweisen und sich damit durchsetzen werden, ist offen. Der Erfolg wird von den Rohstoff-, Fertigungs-, Transport- und Montagekosten abhängen (Weinhold 2005, 35). Die folgende Abbildung zeigt die verschiedenen Ansätze, die im Anschluss erläutert werden.

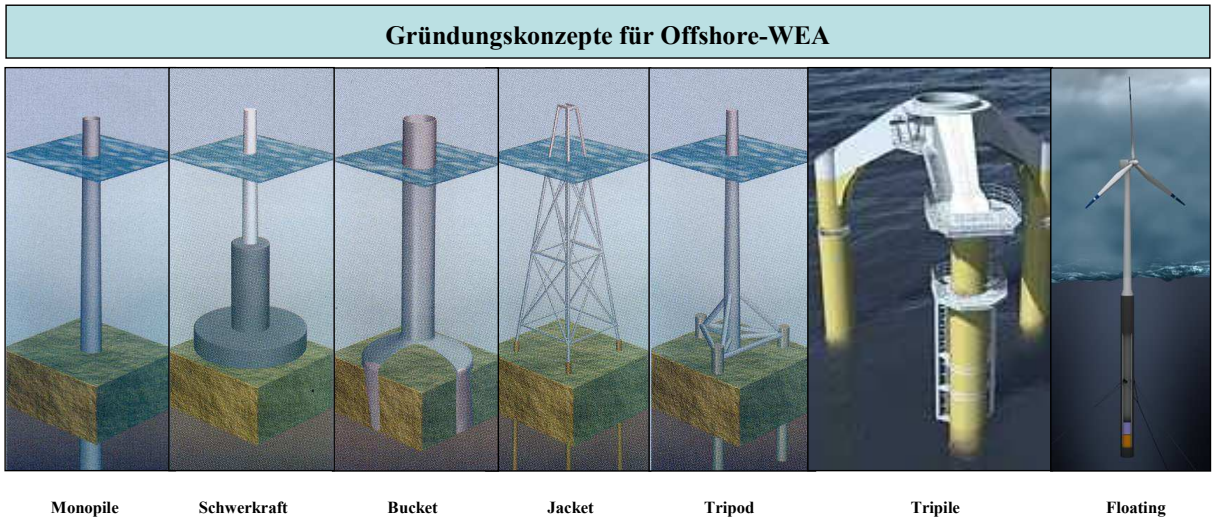


Abbildung 21: Gründungskonzepte für Offshore-WEAs (Quelle: Neumann 2008; www.bard.de)

**Monopile-Gründungen** bestehen aus einem Stahlrohr, das senkrecht in den Meeresgrund gerammt wird (Beyer & Brunner 2006, 6ff). Der Turm wird anschließend über ein Verbindungsstück auf das Rohr montiert (Baars 2007, 24). Diese Gründungsvariante eignet sich für Wassertiefen bis 20 Meter und hat sich in zahlreichen Projekten bewährt. Außerdem gestaltet sich die Produktion vergleichsweise einfach und günstig, weshalb die Variante in flachem Wasser die erste Wahl darstellt. Bei größeren Wassertiefen und großen WEAs stößt der *monopile* an seine Belastungsgrenzen. Eine zunehmende Anzahl von Fachleuten hält die Verwendung von *monopiles* jedoch auch bei größeren Anlagen und Wassertiefen bis zu 30 Meter für technisch machbar (Iken 2006a, 70).

**Schwerkraftfundamente** (auch Gravitationsfundamente genannt) bestehen aus einem Betonfuß, der ohne weitere Verankerung auf den Meeresgrund gestellt wird. Häufig besteht der Fuß aus einer Kofferstruktur, die nach dem Aufstellen auf dem Meeresgrund mit Steinen gefüllt wird. Das Fundament trägt die Anlage durch sein Gewicht. In seichtem Wasser mit kleineren Anlagen hat sich diese Variante bewährt. Ihr Vorteil liegt darin, dass keine teuren Rammarbeiten ausgeführt werden müssen. Hinzu kommt, dass die stark gestiegenen Stahlpreise einen Kostenvorteil für das Betonfundament darstellen. Bei größeren Anlagen müsste allerdings auch das Fundament gewaltige Ausmaße annehmen. 1.800 Tonnen sind nötig, um eine zwei Megawatt-WEA zu tragen (Weinhold 2005, 36).

**Bucket Fundamente** bestehen aus einem nach unten geöffneten Stahlzylinder. In diesem Zylinder wird nach dem Aufsetzen auf den Meeresboden ein Unterdruck erzeugt, der das Fundament in den Boden saugt. Zum ersten Mal wurde eine solche Gründung im Jahr 2002 im dänischen Fredrikshavn verwendet. Das Unternehmen Enercon setzte dieses Konzept für seine Pilotanlage in Bremerhaven im Jahr 2005 ein. Beim Aufbau verrutschte das *bucket* und wurde beschädigt, der Unterdruck entwich. Darüber hinaus ist dieses Konzept wenig erprobt (Weinhold 2005, 37).

**Jacket-Fundamente** sind Stahlrohrgerüste mit vier Verankerungspunkten am Boden. In ihrem Aufbau gleichen sie Hochspannungsmasten. Diese Gründung erfordert einen hohen Materialeinsatz und ist aufwendig in der Fertigung. Es wird davon ausgegangen, dass das *jacket* zu den teuersten Varianten gehört (Weinhold 2005, 37). Viel Aufmerksamkeit bekamen die von der REpower Systems AG vor der schottischen Küste in einer Wassertiefe von 45 Meter installierten *jackets*, da sie einen neuen Rekord bei der Wassertiefe markierten, in der bisher Offshore-WEAs installiert wurden.

**Tripod Fundamente** bestehen aus voluminösen pyramidenartig angeordneten Stahlverstrebungen. Der Anlagenhersteller Multibrid setzt für seine fünf Megawatt-Anlage auf diese Gründungsvariante. Die Konstruktion misst etwa 30 mal 30 Meter und wiegt 500 Tonnen (Baars 2006, 22). Gefertigt werden die *tripods* bei der Weserwind GmbH in Bremerhaven. An Land wurde das Konzept bereits getestet. Im Testfeld „alpha ventus“ wird es zum ersten Mal unter Offshore-Bedingungen eingesetzt werden.

**Tripile Fundamente** sind eine Mischform aus *monopile* und *tripod*, bei der drei einzelne *piles* in den Grund gerammt und über der Wasseroberfläche mit einem Stützkreuz verbunden werden. Die einzelnen *piles* haben einen Durchmesser von rund drei Meter, der darauf montierte Aufsatz trägt den Turm. Das Konzept stammt von der Cuxhaven Steel Construction GmbH, einer hundertprozentigen Tochtergesellschaft der Bard Engineering

GmbH (Baars 2007a, 32). Der große Vorteil gegenüber *tripods* und *jackets* ist, dass sich *tripiles* relativ schnell und einfach in Serie fertigen lassen (Weinhold 2008, 29).

Ein **Floating** (schwimmendes Fundament) ist ein Ponton oder Schwimmkörper, der mit Seilen am Meeresboden verankert wird und die WEA trägt. Vorteil einer solchen Konstruktion ist die Standortunabhängigkeit. Die Anlagen können weit von der Küste entfernt in bis zu 2.000 Meter tiefem Wasser verankert werden (Streeter 2006, 31). Es bestehen jedoch Zweifel daran, ob die schwimmenden Fundamente für die enormen Lastenwechsel ausreichend gut verankert werden können (Weinhold 2005, 38). Ein erster 80 Kilowatt-Prototyp des niederländischen Unternehmens Blue H wurde Ende des Jahres 2007 vor der süditalienischen Küste im Meer verankert (Weinhold 2008, 27). Mehrere große Konzerne beschäftigen sich mit der Entwicklung derartiger Systeme. Siemens ist auf diesem Feld mit einer Beteiligung am Hywind-Konzept aktiv (Streeter 2007, 78).

| Gründung | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projektent wickler** | -Absolute Qualität und Haltbarkeit<br>-Erfahrung und Bonität der Gründungslieferanten<br>-Gut auf die WEA abgestimmtes Design<br>-Schnell und leicht zu installierende Varianten | -Technisch ein geringes Problem<br>-Erfahrung mit Offshore-Bauwerken besteht<br>-Mangelnde Kapazitäten<br>-Hohe Kosten | |
| **Bank** | -Renommierte und erfahrene Gründungslieferanten<br>-Ausführliche und aussagekräftige Bodenproben<br>-Auf den Standort abgestimmtes Konzept<br>-Zertifizierung durch renommiertes Unternehmen | -Technisch machbar<br>-Erfahrung mit Offshore-Bauwerken besteht<br>-Offenheit für verschiedenen Konzepte<br>-Multi-contracting wird akzeptiert | |
| **Anlagen-lieferant** | -Serienfertigung von *jackets* und *tripods*<br>-WEA-Lieferant muss mehr Infos rausgeben<br>-Mehr geeignetes Errichuntgsgerät wird benötigt | -Herausforderung Logistik & Abläufe<br>-Ausreichend Erfahrung mit Offshore-Gründungen<br>-Leicht divergierende Bewertungen | |
| **Versiche-rung** | -Bodenproben für jeden einzelnen Standort<br>-Gute Abstimmung von Fundament und Anlage<br>-Dauerfestigkeit auch bei Jahrhundertböe | -Sehr unterschiedliche Einschätzungen<br>-Zu wenig Wissen über Wellen- und Windbelastung | |
| **Finanz-investor** | -Gute Abstimmung auf die Anlage<br>-Kostengünstige Konzepte | -Keine technische, aber wirtschaftliche Herausforderung<br>-Erhebliche Kostenunterschiede der Varianten | |

Abbildung 22: Experteneinschätzungen zur Gründung (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die **Projektentwickler** legen Wert auf außerordentliche Qualität der Gründung und eine Haltbarkeit von mindestens 20 Jahren. Gewährleistet sehen sie diese Ansprüche durch die Auswahl von Unternehmen mit Erfahrung und erstklassiger Reputation. Das Fundament muss optimal auf die Gegebenheiten des Untergrundes und der darauf installierten Anlage abgestimmt sein. Es soll dabei möglichst schnell und leicht zu installieren sein. Die Erfahrungen mit anderen Offshore-Bauwerken in der Öl- und Gasindustrie werden als positiv und auf die Windenergie übertragbar gewertet. Die Gründung wird insgesamt als technisch vergleichsweise problemlos bewertet, schwerer wiegen die mangelnden Fertigungskapazitäten. Auch fallen die Kosten höher aus als von den Entwicklern erwartet. Insgesamt erfolgt eine fast einheitliche Bewertung als mittlere Herausforderung. Lediglich ein

Befragter wies darauf hin, dass mit dem Einsatz von *jacket*s und *tripods* in Windparks keine Erfahrungen bestehen. Konsequenterweise bewertete er das Thema als erhebliche Herausforderung.

Die **Banken** verlangen ein stimmiges Gesamtkonzept für den jeweiligen Standort. Besonderen Wert legen sie auf die Mandatierung von erfahrenen und renommierten Unternehmen. Des Weiteren müssen die Fundamente zertifiziert sein. Ausführliche und aussagekräftige Bodenproben sollen das Bodenrisiko minimieren. Die Bestellung eines Generalunternehmers wird von den Banken, anders als noch im Jahr 2005/06, nicht mehr zur Bedingung gemacht. *Multi contracting* wird akzeptiert. Insgesamt werden die Fundamente von den Banken als „eher unproblematisch“ bewertet. *Monopile, tripod* und *jacket* gelten als verlässliche Konzepte. Wenn die Anforderungen an Qualität und Bonität der Lieferanten erfüllt werden, stellen die Fundamente aus Sicht der Banken eine mittlere Herausforderung dar.

Die **Hersteller** der WEAs halten angesichts der jeweils individuellen Herausforderung eines Standortes eine enge Zusammenarbeit mit den Fundamentherstellern für hilfreich, sehen in der Praxis allerdings bereits weitestgehend gute Beziehungen gegeben. Die Aussagen der **Fundamenthersteller** fallen weit weniger einheitlich aus. Sie wünschen sich teilweise eine bessere Kooperation der Anlagenhersteller, wenn es um die Lastenverteilung und das Gründungsdesign geht. Weiterhin halten sie den Bau neuer Installationsgeräte für notwendig, da für die in Deutschland geplanten Fundamentvarianten kaum geeignetes Installationsgerät existiert. Die Bewertungen zeigen das gesamte Spektrum von der geringen bis zur erheblichen Herausforderung. Die Lieferanten erwarten, dass *monopiles* für einige Projekte in Betracht kommen, langfristig jedoch ein Nischendasein führen werden. Bei den aufwendigeren *jackets* und *tripods* befürchten die Unternehmen einen Produktionsengpass. Zwar ist der Bau dieser Fundamente aus dem Öl- und Gasgeschäft bekannt, doch werden dort in der Regel lediglich Einzelstücke gefertigt. Die Herstellung von 80 *jackets* oder *tripods* in einem kurzen Zeitraum stellt die Lieferanten vor eine Herausforderung, da es bisher keine Serienfertigung gibt.

Die **Versicherungen** fordern Bodenproben für jeden einzelnen WEA-Standort, um die langfristige Standsicherheit der Fundamente auch bei Jahrhundertböen gewährt zu wissen. Weiterhin ist ihnen eine gute Abstimmung des Fundaments auf die darauf montierte Anlage wichtig. Die Einschätzungen zum Stand der Entwicklung fallen sehr unterschiedlich aus und reichen von einer geringen bis zu einer erheblichen Herausforderung. Während auf der einen Seite allen Gründungsvarianten ein guter Entwicklungsstand bescheinigt wird, kommt ein Befragter zu der Einschätzung, dass für eine qualifizierte Bewertung der Gründung zu wenige Erfahrungen vorliegen.

Die **Finanzinvestoren** sehen im Bereich Gründung weniger eine technische, als vielmehr eine finanzielle Herausforderung. Fundamente stellen hinter den WEAs den zweitgrößten Kostenfaktor in einem OWP-Projekt dar. Die Investoren wünschen sich deshalb vor allem kostengünstige Lösungen. Wegen der bestehenden Erfahrungen aus der Öl- und Gasindustrie schätzen sie die technischen Risiken als berechenbar ein.

Das Themenfeld Gründung wird einheitlich als mittlere Herausforderung bewertet. Abgesehen von den Fundamentlieferanten wiesen nur ein Projektentwickler und ein Versicherer auf die technischen Herausforderungen und die mangelnde Erfahrung mit

*tripods* und *jackets* hin. Alle anderen Befragten sahen in der Gründung weniger eine technische als vielmehr eine finanzielle Herausforderung. Insgesamt wird das Thema überwiegend als Kostenfrage behandelt. Aufschlussreich waren die Ausführungen zu den begrenzten Fertigungskapazitäten, die lediglich von einem Befragten erwähnt wurden. Die Engpässe bei den Turbinen beschäftigen derzeit die gesamte Branche (Vgl. Abschnitt 5.4). Bei den Fundamenten könnte eine ähnliche Situation drohen, da noch keine der neueren Varianten in größerer Stückzahl produziert wurde. Diese Gefahr ist jedoch in der gegenwärtigen Diskussion kaum präsent.

### 5.6 Montage

Die Montage beinhaltet den Transport von Fundament und WEA, bestehend aus Turm, Gondel und Rotorblättern, sowie deren Aufbau auf dem Meer. Während der Transport der großen und schweren Komponenten keine neue technische oder organisatorische Herausforderung darstellt, gestaltet sich die Montage als ein kompliziertes, aufwendiges und risikoreiches Unterfangen.

Es gibt zwei unterschiedliche Verfahren zur Montage der WEAs. Bei der klassischen Variante werden die einzelnen Komponenten vor Ort auf See zusammengesetzt und montiert. Gelegentlich werden einzelne Teile vormontiert, beispielsweise zwei Rotorblätter an der Nabe befestigt, so dass auf See nach dem Aufsetzen der Gondel lediglich ein weiteres Rotorblatt installiert werden muss (Jensen 2006, 13). Beim Aufbau werden so genannte *jack-up-vessels* mit Kranauslegern benutzt, um die Anlagen auf den vorinstallierten Gründungen zu platzieren. Diese Kranschiffe haben vier bis sechs Hub-Beine, mit denen sie sich aus dem Wasser heben können und so eine auf dem Meeresgrund stehende, feste Plattform bilden. Dies ist notwendig, da aufgrund der großen Kranhöhe selbst bei geringem Seegang starke Bewegungen der Last am Kran auftreten können (OFC 2003, 63).

Eine andere Variante der Montage zeigte die REpower Systems AG bei der Installation des Projekts „Beatrice“. Die WEAs wurde komplett an Land montiert und aufrecht stehend auf einen einfachen Schwimmkran verladen. Die komplette Anlage wurde anschließend auf das vorbereitete Fundament gesetzt. Der Turm der WEA ist 59 Meter hoch und wiegt inklusive der montierten Gondel und Rotoren 900 Tonnen. Die Verwendung eines herkömmlichen Schwimmkrans macht den Einsatz von Hubinseln überflüssig. Dies ist aus zwei Gründen ein Vorteil: Zum einen, weil deren Einsatzbereich auf Wassertiefen von maximal 40 Meter begrenzt ist, zum anderen, weil nur sehr wenige geeignete *jack-ups* existieren und daher schwer verfügbar sind. Die Montagemethode hat das Potenzial zum Standard bei größeren Wassertiefen zu werden (Iken 2006b). Ein dem Unternehmen Van Oord gehörendes Patent auf dieses Verfahren wird dessen Verbreitung jedoch vermutlich zunächst einschränken.

Ein elementares Problem beider Varianten ist, dass die Arbeiten nur bei gutem Wetter und ruhiger See ausgeführt werden können. Es wird von einem Zeitfenster von rund 120 Tagen im Sommer ausgegangen (Thomsen 2005, 21). Der enge Zeitrahmen birgt ein hohes und nicht kalkulierbares finanzielles Risiko für die Verantwortlichen. Das teure Gerät kann nur für begrenzte Zeiträume gemietet werden. Wird wegen schlechten Wetters in dieser Zeit nicht die geplante Anzahl an Turbinen errichtet führt dies zu erheblichen Kosten. Einerseits wird das teuer angemietete Equipment nicht genutzt, andererseits kann es lange dauern, bis erneut ein Schiff zur Verfügung steht. Darüber hinaus entstehen Opportunitätskosten durch

Einnahmeausfälle, weil der OWP nicht rechtzeitig den Betrieb aufnehmen kann. Ungeplante Verzögerungen mit hohen Folgekosten können eine Projektfinanzierung stark belasten und im Extremfall zum scheitern bringen. Eine intensive Auseinandersetzug mit der Organisation der Montage ist daher unerlässlich.

| Montage | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projektent wickler** | -Mehr verfügbare Schiff- und Krankapazitäten<br>-Optimale Logistik- und Montagekonzepte<br>-Erfahrung und Bonität des *contractors* | -Mangelnde Kapazitäten sind massives Problem<br>-Montag technisch wenig problematisch | |
| **Bank** | -Sicherung der Montagekapazitäten durch Sponsor<br>-Erfahrung und Bonität des *contractors*<br>-Zeitplanung mit ausreichend Puffer | -Wetterisiko und Zeitfenster sind beherrschbar<br>-Vertrauen in die Montageunternehmen hoch<br>-Analog zu Gründung – *multi-contracting* wird akzeptiert | |
| **Anlagen-lieferant** | -Mehr geeignetes Installationsgerät<br>-Gutes Logistik- und Projektmanagement<br>-Realistische Risikoverteilung<br>-Absicherung für Wetterrisiko | -Installationsgerät wird auch mittelfristig knapp bleiben<br>-Logistik & Abläufe sind Herausforderung<br>-Finanzielles Risiko durch Wetterabhängigkeit | |
| **Versiche-rung** | -Sicherung der Montagekapazitäten<br>-Erfahrene und renommierte *contractors*<br>-Markt muss sich weiterentwickeln<br>-Größere Schiffe notwendig | -Montage bereitet bisher kaum technische Probleme<br>-Nur zwei Prozent der Schäden aus Montage<br>-Finanzielle Gefahr durch Zeitverzögerungen | |
| **Finanz-investor** | -Sicherung der Montagekapazitäten<br>-Optimierung der Logistik- und Montagekonzepte<br>-Gutes Projektmanagement erforderlich | -Keine technische, aber organisatorische Herausford.<br>-Projektmanagement hat sich positiv entwickelt<br>-Verzögerungsrisiko durch Wetter und schlechte Planung | |

Abbildung 23: Experteneinschätzungen zur Montage (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die **Projektentwickler** benötigen mehr geeignetes Gerät zur Montage, insbesondere der großen fünf Megawatt-Anlagen. Weiterhin ist es den Entwicklern wichtig, ein optimales Logistik- und Errichtungskonzept zu erhalten, um die Wetterrisiken so weit wie möglich eliminieren zu können. Technische Herausforderungen bei der Montage werden als beherrschbar bezeichnet. Für die Planungssicherheit der Entwickler stellt der gegenwärtige Mangel an geeignetem Gerät das zentrale Problem dar. Die Wetterrisiken rücken darüber in den Hintergrund. Die Bewertung fällt uneinheitlich aus. Einzelne sehen eine erhebliche Herausforderung, insgesamt ergibt sich jedoch eine mittlere Bewertung.

Die **Anlagenlieferanten** schätzen den Ausbau der Kapazitäten an geeignetem Errichtungsgerät als wichtigste Herausforderung ein. Auch Unternehmen, die eigene Schiffe besitzen, bewerten die Situation kritisch, da die Schiffe aufgrund von Einsätzen in Großbritannien oder Dänemark oftmals ausgebucht sind. Da unabhängig von einer guten Planung das Wetter einen erheblichen Faktor darstellt, fordern die Anlagenlieferanten eine realistische Verteilung des Errichtungsrisikos. Ein Einpreisen der Risiken bei einem Unternehmen führt zu hohen Kosten, die derzeit niemand zu tragen bereit ist. Die Übernahme aller Bauleistungen durch einen Generalunternehmer ist daher kurzfristig nicht zu erwarten. Einzelne Unternehmen sehen darin jedoch mittelfristig ein attraktives

Geschäftsfeld, das sie erschließen wollen. Gegenwärtig begegnen die Unternehmen der Situation mit unterschiedlichen Strategien. Vereinzelt wird zur Absicherung gegen das Wetterrisiko nach *hedging*-Lösungen oder Versicherungsschutz gesucht. Einige Unternehmen haben eigene Kranschiffe in Auftrag gegeben. Ein Anlagenhersteller kooperiert dabei mit einem Fundamenthersteller. Für zwei Anlagenhersteller kommt ein eigenes Schiff derzeit nicht in Frage. Sie setzen darauf die Montage zu organisieren, sehen sich aber auch in Zukunft nicht als Bauunternehmen. Nach Aussagen der befragten Experten sind gegenwärtig rund acht Montageschiffe in Planung oder Bau. Ihrer Einschätzung nach wird diese Anzahl an Schiffen die Situation kurz- und auch mittelfristig nicht ausreichend entspannen.

Die **Versicherungen** weisen ebenfalls auf die zu geringen Montagekapazitäten hin und fordern durch frühe Reservierung Planungssicherheit zu schaffen. Sie machen die Bestellung von erfahrenen und renommierten Montageunternehmen zur Bedingung. Die Versicherungen schätzen das Thema Montage einheitlich als mittlere Herausforderung ein. Erfahrungen zeigen, dass bei der Montage nur wenige Schäden entstehen. Erhebliche technische Herausforderungen fürchten die Versicherungen folglich weniger als die finanziellen Verluste im Falle einer zeitlichen Verzögerung.

Die Montage wird, wie zuvor der Aspekt der Gründung, einheitlich als mittlere Herausforderung bewertet. Ausnahmslos alle Befragten erwarten eine Knappheit des verfügbaren Installationsgeräts. Fundament- und WEA-Hersteller reagieren auf den Mangel mit Schiffsneubauten. Ihrer Ansicht nach werden jedoch auch die rund acht zurzeit in Bau oder Planung befindlichen Schiffe die Situation nur ansatzweise entspannen können. Obwohl die Planung der Abläufe und Logistik als anspruchsvoll bezeichnet wird, erwartet niemand ernsthafte technische Probleme beim Aufbau der Anlagen. Vielmehr werden finanzielle Auswirkungen im Falle von Verzögerungen gefürchtet. Dieser Unsicherheitsfaktor stellt für die Arrangierung einer Projektfinanzierung eine Herausforderung dar, weil die beteiligten Unternehmen Montagekapazitäten gesichert wissen möchten, diese aber bei einem ungewissen Zeitplan für die Realisierung nicht sehr weit im Voraus gebucht werden können. Die Risikoverteilung ist ein zentrales Thema, zu dem verschiedene Lösungsansätze verfolgt werden. Mittelfristig werden Unternehmen als Generalunternehmer für Bauleistungen auftreten, kurzfristig wird auf *multi-contracting* gesetzt. Dieses Vorgehen wird von Banken und Investoren akzeptiert, was eine positive Veränderung für Projektfinanzierung gegenüber der Situation von vor drei Jahren darstellt, als die Finanzierung des OWPs Butendiek an dieser Frage scheiterte.

### 5.7 Operation and Maintenance

Das Themenfeld Operation and Maintenance (O&M) umfasst den Betrieb der WEAs sowie deren Wartung und Instandhaltung während der gesamten Betriebszeit. Da sich Stillstandszeiten der Anlagen negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts auswirken, liegt das vorrangige Ziel der Betriebsführung darin, eine möglichst störungsfreie Nutzung zu ermöglichen. Dieses Ziel wird mit dem Begriff der technischen Verfügbarkeit ausgedrückt, die theoretisch 100 Prozent erreichen kann. *„Die Verfügbarkeit ist die Wahrscheinlichkeit, dass eine Anlage zu einem vorgegebenen Zeitpunkt in funktionsfähigem Zustand angetroffen wird“* (Reitzle 2004, 38). Bedingt wird die technische Verfügbarkeit durch die Länge der Ausfallzeiten. Letztere kann technische oder organisatorische Ursachen haben. Technische

Ursachen beziehen sich auf die Qualität der Anlage. Organisatorische Ursachen liegen in der Reaktionszeit im Störfall (Reitzle 2004, 38ff).

Die Anlagen der fünf Megawatt-Klasse sind allesamt Neuentwicklungen und in der Praxis kaum erprobt. Ihre Störanfälligkeit kann folglich nicht zuverlässig vorhergesagt werden. Es ist unbekannt, wie verschleißanfällig bestimmte Komponenten sind. Der Einsatz von *condition monitoring systems* (CMS) kann helfen Ausfälle zu vermindern. Diese Systeme bestehen aus Sensoren, die in der WEA, z.B. am Triebstrang, Hauptlager, Getriebe oder Generator befestigt werden und Daten über den Zustand der Teile an die Zentrale des Betreibers senden. Auf diese Weise können Schäden frühzeitig erkannt und die betreffenden Bauteile ausgetauscht werden, bevor es zu einem Ausfall kommt (Hautmann 2007, 41). Für schwer erreichbare OWPs stellt eine Kontrolle und Zustandsbestimmung der Turbinen mittels *condition monitoring* einen unabdingbaren Bestandteil einer ausgereiften Betriebsführung dar (OFC 2003, 81). Die Systeme leisten einen Beitrag, die O&M Kosten substanziell zu senken. Der Einbau dieser Systeme wird von vielen Versicherungen als Bedingung formuliert (reFocus 2005a, 48).

Der Standort der Offshore-WEAs macht die Wartung und Instandhaltung zu einer logistischen und organisatorischen Herausforderung. Im Störfall müssen Service-Techniker und Ersatzteile schnellstmöglich auf die Anlage gebracht werden. Grundsätzlich werden zwei Konzepte diskutiert: der Einsatz von Service-Booten oder von Helikoptern.

Die große Herausforderung beim Einsatz von Booten liegt im sicheren Übergang vom Boot auf die WEA. Starker Wellengang gestaltet den Übergang für die Service-Techniker gefährlich. Mit den derzeitig verfügbaren Systemen kann ein sicherer Übertritt bei einem Wellengang von mehr als 1,5 Meter Höhe nicht mehr gewährleistet werden. Verschiedene Bootkonzepte befinden sich derzeit in der Entwicklung. Ziel ist die sichere Erreichbarkeit der Windanlagen auch bei Wellenhöhen von drei Meter (Iken 2006d, 70). Dies entspräche einer Zugänglichkeit der Anlage von rund 85 Prozent (OFC 2003, 48). Damit bleibt ein hohes Risiko, dass die Anlagen im Störfall per Boot nicht zugänglich sind.

Der Einsatz von Helikoptern stellt eine Alternative dar, da diese auch bei widrigeren Wetterbedingungen eingesetzt werden können. Um die Service-Techniker sicher abzusetzen, wird die WEA mit einer speziellen Landungsplattform versehen. Der Einsatz der Fluggeräte ist mit rund 3.600 Euro pro Stunde jedoch vergleichsweise teuer. Die begrenzte Ladekapazität an Personal und Material macht sie außerdem für den Einsatz bei schwereren Schäden ungeeignet. Für kleinere Reparaturen und Notfälle ist der Helikoptereinsatz durchaus sinnvoll (OFC 2003, 43ff).

Für weit vom Festland entfernte Parks bestehen Überlegungen, auf den Umspannstationen Quartiere für Servicepersonal einzurichten. Ähnlich wie auf Ölbohrplattformen leben und arbeiten die Techniker direkt vor Ort. Dies ermöglicht wesentlich schnellere Reaktionen im Störfall und hilft Ausfallzeiten zu reduzieren. Auch bei vor Ort stationierten Kräften bleibt jedoch das Problem bestehen, einen sicheren Übergang des Personals vom Quartier zu den WEAs zu gewährleisten. Verschiedene Studien kommen zu der Einschätzung, dass O&M zwischen 25 und 30 Prozent der Stromgestehungskosten ausmachen werden (Heim 2006, 33; Marsh 2007). Damit ist O&M eines der wichtigsten Themen bei der Projektfinanzierung von OWPs.

| Operation & Maintenance | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projektent wickler** | -Maximale Verfügbarkeit der Anlagen (96-97%)<br>-Schlüssige Konzepte mit sinnvoller Risikoverteilung<br>-Logistikkapazitäten (Schiffe, Helikopter, Kräne)<br>-Routinewartung bei Windstille | -Technische Verfügbarkeit der Anlagen ungewiss<br>-Schlüssige O&M Konzepte fehlen<br>-Logistikkapazitäten fehlen (Schiffe, Helikopter, Kräne)<br>-Erfahrungsbasis fehlt, Kostenprognosen unsicher | |
| **Bank** | -Schlüssiges O&M Konzept<br>-Mindestens fünf Jahre durch Hersteller<br>-Bonität und Kompetenz der O&M-*contractors*<br>-*condition monitoring systems*<br>-*maintenance reserve accounts* | -Erhebliche Auswirkungen auf den *casch flow*<br>-Schlüssige Konzepte fehlen<br>-Keine Transparenz bei Erfahrungen aus UK & DK | |
| **Anlagen-lieferant** | -Bessere Zugangskonzepte<br>-Sinnvolle Allokation der Wetterisiken<br>-Schlüssige Konzepte<br>-Bessere Verfügbarkeit von Spezialgerät | -Kein Standard bei Zugangskonzepten<br>-Ungeklärte Frage Wetterrisiko<br>-Bedarf an neuem Gerät | |
| **Versiche-rung** | -Vollwartungsverträge<br>-Gesicherte Verfügbarkeit von Schiff & Kran<br>-Gesicherte Verfügbarkeit von Mensch & Material<br>-Schnelle Reaktionszeiten | -Bisher keine guten Konzepte<br>-Potenziell attraktiver Markt<br>-Schnellere Verbesserung erwartet | |
| **Finanz-investor** | -Eigene Serviceindustrie muss sich entwickeln<br>-Offshore-Öl- und Gasfirmen sollen Service anbieten<br>-Neue Schiffs- und Zugangskonzepte notwendig | -Bisher keine überzeugenden Konzepte verfügbar<br>-Thema O&M hat größten Impact auf Finanzierung | |

Abbildung 24: Experteneinschätzungen zu Operations & Maintenance (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Schlüssige O&M-Konzepte mit ausreichenden Kapazitäten für die Logistik sind die zentrale Anforderung der Sponsoren. Des Weiteren müssen die Zugangssysteme verbessert werden. Die Einschätzungen der befragten Unternehmen weichen voneinander ab. Die befragten **EVUs** betrachten die bestehenden Konzepte als nicht belastbar und weit von dem entfernt, was für einen zuverlässigen Betrieb notwendig ist. Als zukünftige Betreiber sehen sie die großen finanziellen Risiken, die ein mangelhaftes O&M-Konzept bewirken kann, und bewerten die Herausforderung als erheblich. Die **mittelständischen Entwickler** sehen die Lage weniger angespannt. Ein befragtes Unternehmen wird die gesamte Logistik selbst in die Hand nehmen, ein anderes geht davon aus, dass bis zum geplanten Realisationszeitpunkt des eigenen Parks zufriedenstellende Konzepte verfügbar sein werden. Sie bewerten die Thematik als mittlere Herausforderung.

Die direkte Abhängigkeit des *cash flow* von der technischen Verfügbarkeit der Anlagen und damit von der Qualität des O&M-Konzepts motivert die **Banken** in diesem Bereich eine Reihe von Anforderungen zu formulieren. Sie erwarten schlüssige Konzepte mit überzeugenden Lösungsansätzen für die oben beschriebenen Probleme. Sicherheit versprechen sich die Banken von langfristigen Service- und Wartungsverträgen. Zumindest für die ersten fünf Jahre soll dieser Service von den Anlageherstellern geleistet werden. Weiterhin sollen *condition monitoring systems* zum Einsatz kommen. Einige Banken gehen

davon aus, dass die Kosten für O&M derzeit „schöngerechnet“ werden und nicht den tatsächlich zu erwartenden Kosten entsprechen. Es gibt keine belastbaren Erfahrungswerte für langfristige O&M Kosten. Auch die im Ausland bestehenden Parks geben kaum Aufschluss, da sehr wenige Daten verfügbar sind. Um dem Risiko von Kostenüberschreitungen vorzubeugen, wird ein *maintenance reserve account* gefordert, auf dem ein Guthaben zum Ausgleich möglicher unerwarteter Kosten angespart wird. Die vorhandenen Konzepte genügen den Banken nicht. Beklagt wird die mangelnde Bereitschaft der Hersteller längerfristige Verträge einzugehen.

Für die Wartung und Instandhaltung der Fundamente genügt eine Sichtkontrolle im Abstand von mehreren Jahren. Unter den Lieferanten besteht Einigkeit darüber, dass sich die Wartung der Fundamente unproblematisch gestaltet. Bei O&M der WEAs kommen die Lieferanten hingegen zu konträren Einschätzungen. Die **Fundamentlieferanten** sehen einen großen Markt entstehen und fordern schlüssige Konzepte mit den notwendigen Transportkapazitäten. Bewertet wird dieses Thema von ihnen als geringe Herausforderung. Die **WEA-Lieferanten** wägen ihre O&M-Strategien noch ab oder kommunizieren sie zumindest nicht. Klar ist nur: Sie sind nicht bereit das Wetterrisiko zu tragen und wollen lediglich Material und Servicekräfte stellen. Damit weisen sie die Übernahme des Wetterrisikos von sich und bieten kein ganzheitliches Konzept an. In der Entwicklung schlüssiger Lösungsansätze für dieses Problem sehen die WEA-Lieferanten eine erhebliche Herausforderung.

Die **Finanzinvestoren** setzen sich intensiv mit O&M auseinander, da hier unerwartete Kosten entstehen können, die die Wirtschaftlichkeit des Projekts belasten. Sie verlangen schlüssige Konzepte und befürworten den Aufbau einer neuen Service-Industrie. Ihrer Ansicht nach wäre es vorteilhaft, wenn Unternehmen aus der Öl- und Gasindustrie in das Wartungsgeschäft für Offshore-WEAs einsteigen und nicht die WEA-Hersteller. Für die Investoren stellt dieses Thema die zentrale Herausforderung dar, weil sich aus unerwarteten Problemen erhebliche negative Auswirkungen für die Projektfinanzierung ergeben können.

Alle Befragten sind sich einig, dass in den Serviceleistungen für OWPs riesiges wirtschaftliches Potenzial liegt. Dennoch existiert noch kein Konzept wie die Risiken sinnvoll zu verteilen sind. Die Anforderungen sind unterschiedlich. Während Finanzinvestoren einen Vorteil darin sehen, wenn sich Unternehmen aus der Öl- und Gasindustrie beim Aufbau einer neuen Serviceindustrie engagieren, fordern die Banken die Beteiligung der Anlagenhersteller. Letztere scheuen zurück und übernehmen keine Verantwortung dafür, ihre Servicekräfte und das Material zur Anlage zu bringen. Die Betreiber weigern sich, das technische Risiko der neu entwickelten Anlagen und das Wetterrisiko zu tragen, wenn sie die Verantwortung für das O&M übernehmen. Banken, Investoren und Versicherungen drängen die Entwickler und zukünftigen Betreiber jedoch Lösungen zu finden, da auch sie nicht bereit sind die Wetterrisiken zu tragen. Kein Unternehmen ist bereit für Ertragsausfälle aufzukommen, die durch Nichterreichbarkeit der Anlagen bedingt sind. Die Angst vor den Auswirkungen einer lang andauernden Betriebsunterbrechung ist bei allen Beteiligten spürbar. Diese Unsicherheit und die Ungewissheit welche Kosten durch O&M tatsächlich entstehen werden, machen das Thema zu einer erheblichen Herausforderung für eine Projektfinanzierung.

### 5.8 Versicherung

Eine wesentliche Voraussetzung für die Finanzierbarkeit großer Projekte liegt in der Versicherung. Insbesondere wenn das Vorhaben mittels einer Projektfinanzierung realisiert werden soll, stellen die Fremdkapitalgeber hohe Anforderungen an den Versicherungsschutz. Dieser Umstand begründet sich dadurch, dass schon bei kleinen Schäden Einnahmeausfälle auftreten können, den Kapitalgebern aber lediglich die finanzierte Anlage und die Einnahmen aus deren Betrieb als Sicherheit zur Verfügung stehen.

Mit der Offshore-Windenergie betreten Versicherungen ein neues Feld, in dem zwei etablierte Versicherungswelten aufeinander treffen: Offshore-Versicherungen und Windkraftanlagen-Versicherungen. Sowohl für die Risikobewertung von maritimen Großprojekten wie Ölförderplattformen, als auch für die Einschätzung von Risiken beim Betrieb von WEAs gibt es Spezialisten. Die jeweiligen Kompetenzen liegen jedoch in zwei unterschiedlichen Branchen. Folglich muss entweder ein Windkraftanlagen-Versicherer maritime Risiken übernehmen, oder ein Offshore-Spezialist windkraftspezifische Risiken (Schimana & Haukje 2006, 18). Bei bestehenden OWPs dienen im Ölgeschäft aktive Offshore-Spezialisten in London, New York oder Oslo als Versicherungsträger (OFC 2003, 135). Deutsche Versicherungen, die sich bis vor kurzem noch zurückhaltend bis ablehnend gegenüber der Offshore-Windenergie zeigten, beginnen sich zunehmend mit der Thematik auseinanderzusetzen (Schimana & Haukje 2006, 18).

Die kreditgebenden Banken formulieren strenge Richtlinien für den Versicherungsschutz. Neben einer umfassenden Absicherung gegen Sachschäden gilt es etwaige Umsatzausfälle zu versichern, um den Verlust von Einnahmen zu vermeiden. Für die Errichtungsphase sind *construction all risk* und *delay in start-up*-Policen sowie eine Bauherrenhaftpflichtversicherung notwendig. Während der Betriebsphase sollten neben der Betreiberhaftpflichtversicherung Maschinenbruch, Betriebsunterbrechung und Kabelschäden versichert sein. Die Banken fordern darüber hinaus bei Projekten mit hohem Finanzvolumen ein sehr gutes *rating* der Versicherung. Erste Erfahrungen von internationalen Versicherungen zeigen in der folgenden Abbildung, welchen Themen besonderes Augenmerk gewidmet werden sollte.

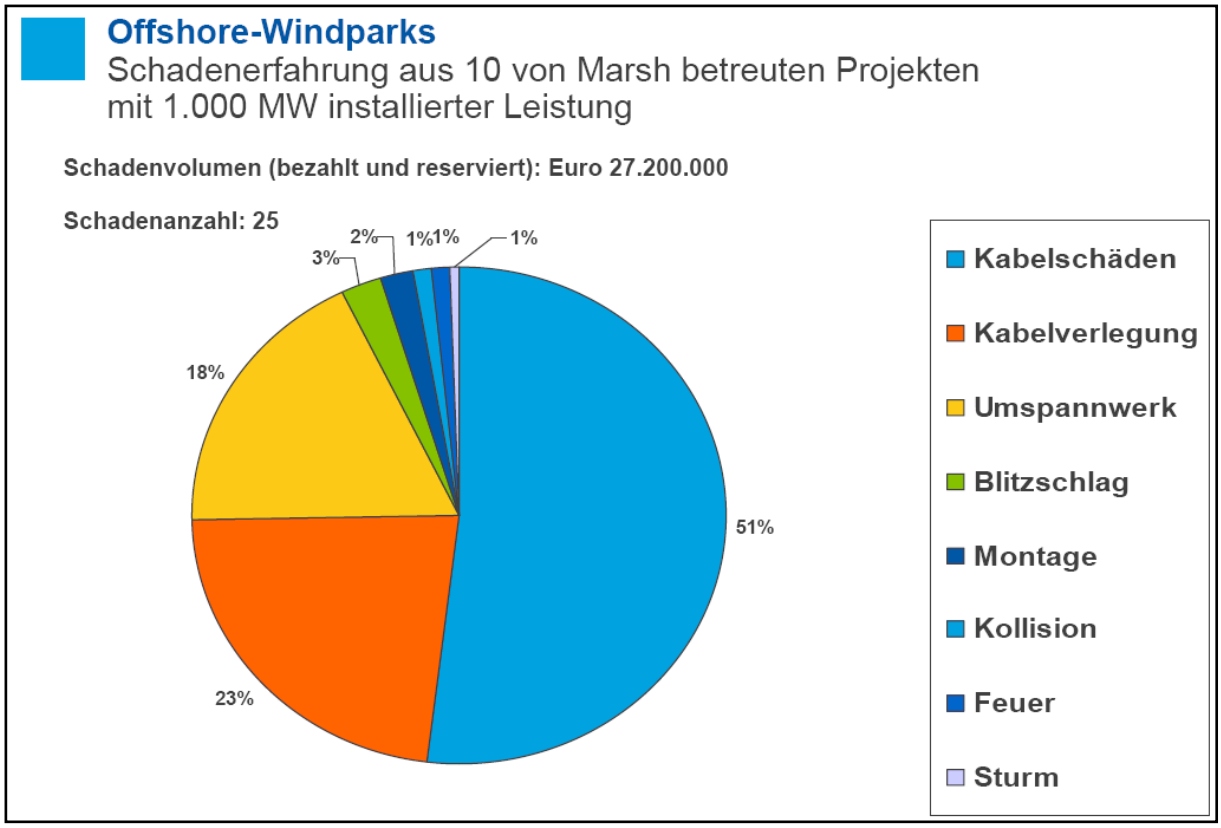


Abbildung 25: Schadenserfahrung bestehender Offshore-Windparks (Quelle: Schimana 2008, 4)

Die in der Abbildung dargestellten Erfahrungen des internationalen Versicherungsmaklers Marsh verdeutlichen die Schadenanfälligkeit der Kabel. Drei Viertel aller Schäden stehen im Zusammenhang mit den Kabeln. 18 Prozent entfallen auf das Umspannwerk, die restlichen Risikoquellen wie Blitzschlag, Montage, Kollision, Feuer oder Sturm ergeben zusammen acht Prozent. Ein durchschnittlicher Schadensfall weist ein Volumen von rund einer Millionen Euro auf.

| Versicherung | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projekt-entwickler** | -Absicherung der Bauphase, insb. der Schnittstellen<br>-Wetter- und Ausfallrisiken hohe Priorität<br>-Maßgeschneiderte Konzepte<br>-Niedrigere Prämienniveaus | -Grundsätzlich machbar<br>-Preise gegenwärtig zu hoch<br>-Konkurrenzkampf um Versicherung von Projekten | |
| **Bank** | -Versicherungspaket wie Onshore<br>-Kabelversicherung<br>-Besondere Absicherung bei *multi-contracting*<br>-Der Markt muss sich weiter entwickeln<br>-Mehr Rückversicherungsmöglichkeiten | -Eindeutig mittlere Herausforderung<br>-Ist handhabbar<br>-Gute Vorarbeit im angelsächsischen Bereich<br>-Preise unsicher | |
| **Anlagen-lieferant** | -Spezifika einzelner Projekte berücksichtigen<br>-Maßgeschneiderte Konditionen<br>-Geringere Preise | -Angebot deutscher Versicherungen unklar<br>-Eine Frage des Preises<br>-Versicherungen fehlt Kalkulationsgrundlage<br>- Derzeit nur auf internationalem Markt machbar | |
| **Versiche-rung** | -Überzeugende Technologie und Risikoallokation<br>-Bonität des Betreibers | -Für große Entwickler machbar<br>-Schwierig für kleine Betreiber & Entwickler<br>-Versicherung grundsätzlich machbar<br>-Internationale Märkte weiter entwickelt als deutsche | |
| **Finanz-investor** | -Kabelversicherung | -Sinnvolle Policen erst nach mehr Erfahrung möglich<br>-Policen sind zu teuer | |

Abbildung 26: Experteneinschätzungen zur Versicherung (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die **Projektentwickler** erwarten von den Versicherungen maßgeschneiderte Konzepte, die auf die Anforderungen des jeweiligen Parks abgestimmt sind. Bei einer Projektfinanzierung sind insbesondere die Schnittstellen zwischen den einzelnen Gewerken bei der Errichtung des Parks von Bedeutung. Die Befragten sehen eine positive Entwicklung auf dem deutschen Versicherungsmarkt. Es entsteht zunehmend Konkurrenz um die Versicherung von Offshore-Windprojekten. Dennoch wird hervorgehoben, dass die Prämienniveaus in Deutschland im internationalen Vergleich zu hoch ausfallen.

Für den **Fundamentlieferanten** ist eine Abdeckung des Errichtungsrisikos elementar. Gefordert wird eine *contractors all risk* Versicherung, die im Regelfall vom Projektentwickler abzuschließen und zu tragen ist. Die Fundamentlieferanten haben Erfahrung mit der Errichtung von Offshore-Bauwerken und sehen in der Thematik einheitlich eine geringe Herausforderung. Der Schutz der *contractors all risk* schließt auch die Errichtung der Turbine mit ein, dennoch gestaltet sich die Situation bei den **WEA-Lieferanten** anders. Bei der langfristigen Schadensabdeckung von WEAs auf dem Meer betreten die Versicherungen Neuland und bieten noch keine attraktiven Konzepte an. Ein Anlagenhersteller bietet seinen Kunden eigene Versicherungsleistungen an, weshalb er keine Herausforderung in der Versicherung erkennt. Andere Hersteller sehen ein erhebliches Problem, weil die gewünschten Versicherungsprodukte auf dem Markt nicht angeboten werden.

Die **Versicherungen** fordern die Gestaltung des Projekts in Bezug auf die eingesetzte Technologie sowie die Verteilung der Risiken als überzeugendes Gesamtpaket. Alle zehn im

Rahmen dieses Kapitels behandelten Aspekte spielen bei der Versicherbarkeit der Projekte eine Rolle. Erstaunlich ist, dass die Versicherungen als einzige Gruppe das Thema als eine erhebliche Herausforderung bewerten. Einer der befragten Projektentwickler formulierte: „Die deutschen Versicherungen sind noch unsicher, was sie eigentlich anbieten wollen."

Derzeit ist nach Aussage der Befragten keine deutsche Versicherung an einem OWP beteiligt. Zwar beginnen deutsche Versicherungen sich mit der Thematik auseinanderzusetzen, ihre Produkte überzeugen die Kunden jedoch bislang nicht. Entwickler, Banken und Investoren orientieren sich vornehmlich an den internationalen Versicherungsmärkten in London oder Skandinavien. Hinzu kommt, dass die auf dem deutschen Markt verlangten Preise über dem internationalen Durchschnitt liegen. Für projektfinanzierte OWPs ist ein umfassender Versicherungsschutz besonders wichtig, um die Schnittstellenrisiken abzudecken. Aus der Sicht der Versicherungen ist jedoch die Bonität des Betreibers ein zentrales Kriterium für eine Projektbeteiligung. So wird davon ausgegangen, dass Versicherungsschutz für die Energiekonzerne realisierbar ist, für mittelständische Entwickler und Betreiber aber derzeit nicht. Die befragten Versicherungsmakler nehmen eine positivere Haltung ein und halten Versicherungsschutz grundsätzlich für erreichbar. Sie bewegen sich gezielt auf den internationalen Versicherungsmärkten, wo schon Erfahrungen mit den bestehenden Projekten vorhanden sind.

### 5.9 Wirtschaftlichkeit

Keiner der befragten Experten zweifelt daran, dass sich für alle technischen Probleme der Offshore-Windenergienutzung Lösungen finden lassen. Entscheidend für die Realisierung der Projekte ist neben der technischen Realisierbarkeit jedoch, ob die Lösungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich tragfähig sind. Die Höhe der Kosten ist dabei unerheblich, solange ausreichende Erträge entstehen. *„Eine der wichtigsten unternehmerischen Aufgaben des Betreibers besteht darin, durch möglichst effektive Maßnahmen die Rentabilität von Investitionen durch Beeinflussung der Parameter ‚Ertrag', ‚Aufwand' und ‚Kapital' zu optimieren"* (Behlau 2005, 12).

Durch gezielte Maßnahmen kann der Investor auf Ertrag, Betriebskosten, Abschreibungen sowie Kapital und damit die Wirtschaftlichkeit und Liquidität Einfluss nehmen (Behlau 2005, 14). Den Optimierungsmaßnahmen sind jedoch Grenzen gesetzt. *„Beim Betreiben von WEA ist vom Grunde her das Minimalprinzip zu verfolgen, da durch die Auswahl des Anlagentyps und des Standortes der Ertrag weitgehend vorgegeben ist und lediglich durch das Erreichen einer möglichst hohen technischen Verfügbarkeit und durch die vom Betreiber nicht zu beeinflussenden Klimabedingungen bestimmt wird. Daher gilt es, die WEA mit minimalem Aufwand zu betreiben"* (Behlau 2005, 13).

Die konkrete Prognose der Rentabilität mit Hilfe von *financial models*, Kennzahlen und dynamischen Analysen gestaltet sich als schwierig, da belastbare Erfahrungswerte fehlen. Informationen aus bestehenden Projekten sind rar und helfen nur bedingt, denn *„durch die Unterschiede in den Investitionskosten, Subventionen, der Küstenentfernung, der Wassertiefe, den Subventionen für die Netzanbindung und den Einspeisevergütungen gestaltet sich ein wirtschaftlicher Vergleich der Offshore-Windparks schwierig. Die wirtschaftlichen Bedingungen der Parks sind sehr unterschiedlich"* (Gerdes et al. 2005a, 10).

Wie die befragten Unternehmen die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit der Projekte einschätzten, zeigt die folgende Abbildung.

| Wirtschaftlichkeit | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projekt-entwickler** | -Robuste Kapitalverzinsung entsprechend dem Risiko<br>-Entsprechend eigenen „hausinternen“ *targets*<br>-Preise für Komponenten und Anlagen müssen sinken<br>-Sparen wo möglich | -Unterschiedliche Aussagen: ausreichend vs. sehr knapp<br>-Unsicherheit bei Kostenprognose erzeugen Risiko<br>-Hohe Risiken, wg. ungeklärter Themen<br>-14 Cent pro kWh sind machbar | |
| **Bank** | -Q7 ist Benchmark<br>-Längere Laufzeiten<br>-Noch viele Fragen zu lösen, um Sicherheit zu schaffen | -Uneinheitliche Bewertung<br>-Machbar, aber nicht komfortabel<br>-Investorenrendite zu gering – nur für strat. Investoren<br>-IRR wird bei den ersten Projekten gering sein | |
| **Anlagen-lieferant** | -Projekte sollten solide Wirtschaftlichkeit aufweisen<br>-Neue Wege Projekte wirtschaftlicher zu machen | -Bewertung der Wirtschaftlickeit variiert stark<br>-Stark gestiegene Kosten für WEA und Fundamente<br>-Eine baldige Preisreduktion wird nicht erwartet<br>-Kostendruck treibt Anlagenentwicklung | |
| **Versiche-rung** | -Wirtschaftliche Tragfähigkeit sollte gegeben sein. | -Wirtschaftlichkeit in vielen Projekten problematisch<br>-Grundsätzlich machbar<br>-Dominanz strategischer Investoren (EVUs) erwartet | |
| **Finanz-investor** | -Klärung von Fragen um Anlagen- und O&M<br>-Wirtschaftlichkeit muss verlässlich kalkulierbar sein | -Impact von Technologie u. O&M nicht kalkulierbar<br>-Investorenrendite in der Windenergie gering<br>-Einzelne Projekte sind wirtschaftlich interessant | |

Abbildung 27: Experteneinschätzungen zur Wirtschaftlichkeit (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die zu erreichende Rentabilität wird von den Sponsoren unterschiedlich bewertet. Die befragten **Energiekonzerne** beziehen sich bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit in der Regel auf „hausinterne“ Rentabilitätsanforderungen, die für alle Projekte ihres Unternehmens gelten. Die Höhe der Anforderungen wird nicht öffentlich geäußert. Die erwartete Rentabilität der Projekte wird aber durchgängig als noch zu „knapp“ oder „wackelig“ bezeichnet und folglich von drei der vier Befragten als eine erhebliche Herausforderung bewertet. Die **mittelständischen Entwickler** erwarten eine „ausreichende“ Rentabilität und sehen die gegenwärtige Situation als einen „guten Boden“ für die Realisierung der Projekte. Die Bewertung erfolgt einheitlich als mittlere Herausforderung.

Aus Sicht der **Banken** muss das Projekt ausreichend Rendite für die beteiligten Parteien erwirtschaften. Dabei werden die Werte des Projekts Q7 als *benchmark* bezeichnet. Die Banken gestehen ein, dass die Investorenrendite gegenwärtig zu gering ausfällt. Eine Beteiligung ist nach Auffassung der Banken nur für strategische, nicht für Finanzinvestoren attraktiv. Die Margen der Projekte sind so niedrig, dass unerwartete Störungen die wirtschaftliche Tragfähigkeit schnell gefährden könnte. Die Bewertungen der Wirtschaftlichkeit erfolgt uneinheitlich, im Durchschnitt aber als mittlere Herausforderung.

Die Einschätzungen der **Anlagenlieferanten** bezüglich der wirtschaftlichen Tragfähigkeit reichen von „sehr attraktiv“ bis „ohne Zuschüsse nicht machbar“. Vielfach wird erwähnt, dass Fundamente und Anlagen sich in den letzten zwei Jahren aufgrund gestiegener

Materialkosten stark verteuert haben und diese Kosten die Wirtschaftlichkeit belasten. Ein Rückgang der Preise wird nicht erwartet. Daher werden Wege gesucht die eigenen Projekte attraktiver zu gestalten. Die WEA-Hersteller entwickeln leistungsstärkere Anlagen, um den Ertrag zu erhöhen und so die gestiegenen Preise zu kompensieren. Fundamenthersteller denken über Alternativen zu *jacket* und *tripod* nach. Der Einsatz kostengünstiger *monopiles* wird zunehmend auch für fünf Megawatt-WEAs und Wassertiefen bis zu 30 Meter in Betracht gezogen.

Die **Finanzinvestoren** erwarten eine verlässliche Rendite. Kalkulierbarkeit und Verlässlichkeit der *cash flows* genießen Priorität. Da die bisher behandelten Themen die Wirtschaftlichkeit der Projekte maßgeblich bestimmen, bewerten die Investoren die gegenwärtige Situation kritisch. Die Unsicherheiten bei der Anlagentechnologie, Netzanbindung und den O&M-Konzepten bergen unkalkulierbare Risiken und machen die Prognose des *cash flow* unsicher. Gerade das Thema O&M wird von den Investoren als entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg eines Projekts gesehen. Mit den Regelungen des EEG und den Vergütungsstrukturen zeigen sie sich zufrieden. Einzelne OWP-Projekte werden als profitabel gewertet, insgesamt werden die zu erreichenden Renditen in der Windkraft aber als gering bezeichnet.

Auffällig ist, wie die Einschätzungen der Wirtschaftlichkeit differieren. Die Einschätzungen reichen von „sehr attraktiv“ bis „ohne Zuschüsse nicht machbar“. Weitegehende Einigkeit besteht, dass die Projekte mit der vorgeschlagenen Vergütung von 14 Cent pro kWh realisierbar sind, hohe Renditen werden jedoch nicht erwartet. Risiko und Rendite stehen in keinem ausgeglichenen Verhältnis. Mögliche Auswirkungen ungeklärter Fragen wie jener nach der Verlässlichkeit der Anlagen oder nach der Erreichbarkeit des Parks bei schlechtem Wetter belasten die Renditeerwartungen. Vielfach wird erwartet, dass zunächst die strategischen Investoren (gemeint sind die Energiekonzerne) die ersten Projekte realisieren werden, doch gerade diese bewerten die Wirtschaftlichkeit als einzige Gruppe als erhebliche Herausforderung. Mittelständische Entwickler und Finanzinvestoren zeigen sich trotz geringer Erwartungen bei der Rendite interessierter und bewerten die Wirtschaftlichkeit wie die übrigen Befragten als mittlere Herausforderung. Diese Aussagen unterstützen die Erkenntnisse aus Kapitel vier, dass als Projektfinanzierung geplante OWPs auch in der kurzen Frist bis Ende des Jahre 2011 eine realistische Chance haben realisiert zu werden.

### 5.10 Finanzierung

Die Finanzierungsfähigkeit eines Projekts ist eine abhängige Variable der neun bisher betrachteten Themengebiete. Nur wenn die bestehenden Herausforderungen zur Zufriedenheit der beteiligten Akteure gelöst werden, ist die Finanzierung eines OWP-Projekts möglich. Die hierfür benötigten Summen übersteigen die in der Windbranche bisher üblichen Dimensionen. Damit steigen auch die Risiken für die involvierten Unternehmen. Ein Scheitern des Projekts kann bei mangelnder Absicherung auch wirtschaftlich gesunde Unternehmen in die Zahlungsunfähigkeit ziehen. Es gilt daher auf Basis einer gründlichen Risikoallokation belastbare Finanzierungsstrukturen[30] zu entwickeln.

[30] *„Unter Finanzierungsstrukturen versteht man die Zusammenstellung von Eigen- und Fremdmitteln, die unter den Aspekten Kosten, Risiko und Rendite und unter Berücksichtigung von Verfügbarkeitsrestriktionen optimiert wird“* (Stohlmeyer & Küver 2002, 147).

Im Theorieteil der vorliegenden Arbeit wurde das Phasenmodell der Projektfinanzierung präsentiert und herausgestellt, dass die Finanzierungsstrukturierung, die Zusammenstellung von Eigen- und Fremdmitteln, nur einen kleinen Teil des Projektfinanzierungsprozesses ausmacht. Vor Strukturierung der Geldmittel durch Banken oder *financial adviser* müssen zu erwartende Kosten, Risiko und Rendite so verteilt sein, dass eine Projektbeteiligung allen Parteien einen Vorteil bringt. Kosten und Rendite wurden im vorangegangen Abschnitt unter der Überschrift Wirtschaftlichkeit behandelt. Als Ergebnis konnte festgehalten werden, dass zwar eine Reduzierung der Kosten und eine Erhöhung der Rendite gewünscht werden, die Befragten aber davon ausgehen, dass die Projekte gegenwärtig wirtschaftlich tragfähig sind. Die in den Augen der Akteure bestehenden erheblichen Risiken werden nicht durch die Rendite abgegolten. Ob eine Projektfinanzierung unter diesen Umständen von den befragten Experten als realisierbar bewertet wird, zeigt die folgende Abbildung mit den daran anschließenden Erläuterungen.

| Finanzierung | | | |
|---|---|---|---|
| **Beteiligter** | **Anforderungen** | **Gegenwärtiger Stand der Entwicklung** | **Bewertung** |
| **Projekt-entwickler** | -Auf das Projekt zugeschnittene Finanzierung<br>-Frühe Anzahlung für Turbinen muss möglich sein<br>-Flexibel während der Bauphase<br>-Längere Kreditlaufzeiten<br>-Ähnliche Kosten wie Onshore | -Bewertung sehr unterschiedlich<br>-Banken sehr interessiert, daher Konkurrenz<br>-Im Detail schwierig zu organisieren | |
| **Bank** | -Bewährte Technologie<br>-Es braucht kapitalstarke strategische Investoren<br>-Anlagenhersteller müssen Risiken übernehmen<br>-Erfahrener Betreiber<br>-Syndizierfähigkeit von Offshore-Risiken | -Bewertung recht eindeutig, leichte Tendenz zu grün<br>-Für gute Projekte wird Finanzierung möglich sein<br>-Anfangs Abschläge für Wetter, O&M etc.<br>-Negative Erfahrungen gefährden Finanzierbarkeit | |
| **Anlagen-lieferant** | -Solvente und erfahrene Partner<br>-Flexible Finanzierung der Bauphase<br>-Bei PF Banken frühzeitig einbinden | -Projektfinanzierung ist erhebliche Herausforderung<br>-EVUs sind bevorzugte Partner<br>-Immense Vorleistungen | |
| **Versiche-rung** | -Projektfinanzierung braucht umfassende Versicherung<br>-Verantwortlichkeiten bei Verzögerungen klären<br>-Zulieferer mit einbeziehen | -Bei Klärung bestehender Probleme machbar | |
| **Finanz-investor** | -Technische und risikopolitische Probleme lösen<br>-Renommierter Entwickler | -Gegenwärtige Finanzkrise wirkt sich negativ aus<br>-Für „gute“ Projekte machbar<br>-Renommierte Entwickler haben einen Vorteil<br>-Kleine technisch u. finanziell benachteiligt | |

Abbildung 28: Experteneinschätzungen zur Finanzierung (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

**Mittelständische Projektentwickler** stehen vor der Herausforderung hohe Anzahlungen für die Bestellung der WEAs erbringen zu müssen. Die Finanzierung muss daher so gestaltet sein, dass sie den frühzeitigen Abschluss eines Liefervertrages ermöglicht. Für die Errichtungsphase muss die Finanzierung optimal zugeschnitten werden und Flexibilität bei unvorhergesehenen Situationen ermöglichen. Alle Entwickler bemerken, dass seitens der Banken großes Interesse an der Finanzierung von Offshore-Projekten besteht. Von diesem Umstand erhoffen sie sich zunehmende Konkurrenz um attraktive Finanzierungskonditionen. Von der gegenwärtigen Bankenkrise wird eine eingeschränkte Syndizierungsfähigkeit der Banken erwartet. Die **Energiekonzerne** sind bei der Finanzierung der Projekte

unabhängiger, da sie auf Unternehmenskreditlinien zurückgreifen können und nicht auf eine Projektfinanzierung oder zusätzliche Investoren angewiesen sind. In der Bewertung der Thematik finden sich jedoch keine nennenswerten Unterschiede: Finanzierung gilt als mittlere Herausforderung.

Für eine Finanzierung erwarten die **Banken** schlüssige Lösungsansätze für die wichtigsten Herausforderungen und das Erreichen der jeweils vorgegeben DSCRs und Renditen. Grundsätzlich sind alle befragten Banken bereit, OWPs zu finanzieren. Die Bereitschaft zeitnah fünf Megawatt-WEAs im Rahmen einer Projektfinanzierung zu akzeptieren, ist jedoch unterschiedlich ausgeprägt. Lediglich eine Bank hält dies gegenwärtig für grundsätzlich realistisch, zwei Banken halten eine Projektfinanzierung dieser Anlagen „im großen Stil“ beim gegenwärtigen Entwicklungsstand nicht für sinnvoll. Ein bis zwei Jahre positiver Betriebserfahrung würden aber andere Voraussetzungen schaffen. Die restlichen zwei Banken bewerten derzeit nur die Anlage von Siemens als *bankable* (vgl. Abschnitt 5.4). Vier der fünf Banken waren sich in ihrer Bewertung als mittlere Herausforderung einig, eine sah lediglich eine geringe Herausforderung.

Für die Finanzierung fordern die **Lieferanten** solvente und erfahrene Vertragspartner. Wird ein Windpark als Projektfinanzierung realisiert sind die Banken frühzeitig in das Projekt einzubeziehen. Ein Großteil äußert eine Präferenz für Unternehmensfinanzierung. Der größere Abstimmungsbedarf mit mehreren Partnern erfordert einen größeren Zeitaufwand und erhöht das Risiko, dass das Projekt an einer Stelle scheitert, die vom Lieferanten nicht beeinflusst werden kann. Dennoch wird ein vermehrtes Auftreten von Projektfinanzierungen erwartet. Bei einer Unternehmensfinanzierung sehen die Lieferanten eine mittlere Herausforderung, bei Projektfinanzierung tendiert die Mehrheit zur Bewertung als erhebliche Herausforderung.

Die **Finanzinvestoren** gehen davon aus, dass Projektfinanzierung für „gute“ Projekte erreichbar ist. Ein gutes Projekt zeichnet sich nach Auffassung der Investoren durch einen renommierten Entwickler sowie die Lösung der zentralen technischen und risikopolitischen Herausforderungen aus. Erschwerend kommen die Auswirkungen der Finanzkrise hinzu. Es wird angenommen, dass mittelständische Unternehmen benachteiligt sein werden. Die Befragten äußerten sich zurückhaltend und wenig konkret. Finanzierung wurde als mittlere Herausforderung eingestuft.

Der Gesamtbewertung der Finanzierung als mittlere Herausforderung liegen uneinheitliche Einzelbewertungen der Befragten zugrunde. Eine zusammenfassende Bewertung der Finanzierung muss zwei Aspekte hervorheben: Auf der einen Seite gibt es zahlreiche Unternehmen, die bereit sind viel Geld in die Offshore-Windenergie zu investieren. Unter den Banken wird ein Konkurrenzkampf um die besten Konditionen erwartet. Zudem ist das Interesse der Investoren an Projektübernahmen oder -beteiligungen groß. Folglich sollte die Finanzierung eigentlich eine geringe Herausforderung darstellen. Auf der anderen Seite bestehen, wie im Verlauf dieses Kapitels deutlich wurde, noch viele Unsicherheiten. Die Verteilung erheblicher Risiken ist an vielen Stellen ungeklärt. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass grundsätzlich Interesse an der Projektfinanzierung von OWPs besteht, aber zunächst noch die technischen, organisatorischen und risikopolitischen Unsicherheiten zu klären sind.

## 5.11 Zusammenfassung der Ergebnisse

Nach der ausführlichen Betrachtung der Anforderungen und Herausforderungen aus Sicht der Befragten erscheint es zweckmäßig, die Ergebnisse zusammenzufassen. Eine komprimierte Darstellung der Bewertungen liefert die folgende Abbildung.

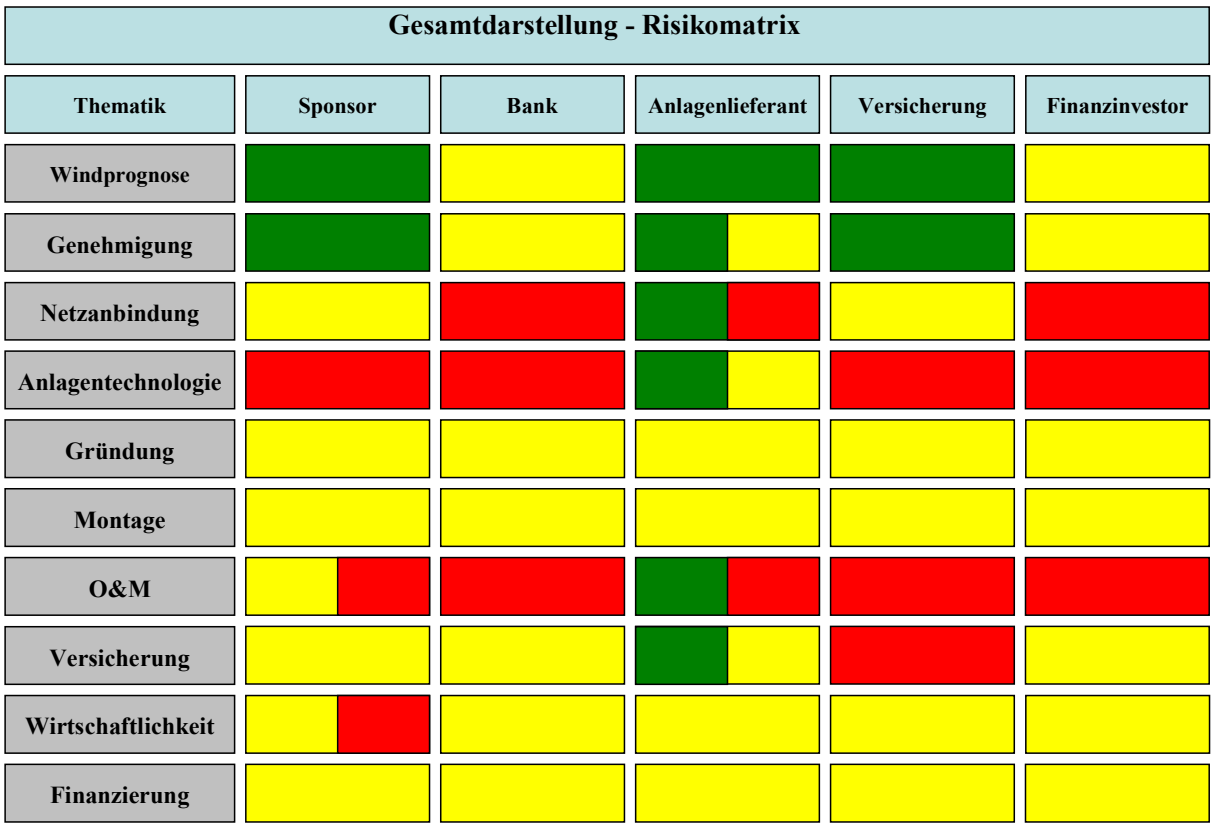


Abbildung 29: Gesamtdarstellung – Risikomatrix (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Die Gesamtrisikomatrix ermöglicht einen Überblick über die einzelnen Bewertungen und veranschaulicht die nach Ansicht der Befragten größten Herausforderungen für die Projektfinanzierung von OWPs. Die Sponsoren sind in mittelständische Projektentwickler (linke Seite) und EVUs (rechte Seite) unterteilt. Bei den Anlagenlieferanten wird nach Fundamentlieferanten (linke Seite) und WEA-Herstellern (rechte Seite) differenziert. Eine Auswertung der Ergebnisse der Risikomatrix kann sowohl nach Thematiken als auch nach Unternehmenskategorie erfolgen.

### *5.11.1 Betrachtung nach Thematik*

Bei der Betrachtung der zehn Aspekte lassen sich die Antworten gemäß dem Bewertungsschema in drei Gruppen einteilen: Geringe, mittlere und erhebliche Herausforderungen.

Zu den **erheblichen Herausforderungen** zählen Anlagentechnologie, O&M und die Netzanbindung. Diese Bereiche stellen eine erhebliche Hürde für die Projektfinanzierung dar, weil aus ihnen erwachsende Risiken gegenwärtig nicht ausreichend abgesichert oder zufrieden stellend verteilt werden können. Die Mehrzahl der Projektentwickler plant aus Wirtschaftlichkeitsgründen den Einsatz der fünf Megawatt-**Anlagentechnologie**. Die geringe

Erfahrung mit den verfügbaren Anlagen sorgt jedoch für erhebliche Betriebsrisiken. Von den Herstellern wird daher eine Absicherung durch Garantien und Gewährleistungen verlangt, die diese erfolgreich ablehnen. Der gegenwärtig klare Verkäufermarkt ermöglicht den Herstellern bisher die Aufrechthaltung dieser Position. Bei **O&M** steht insbesondere das Wetterrisiko und damit die Frage, wer die Verluste verantwortet, wenn die Anlage bei Betriebsunterbrechungen wegen schlechten Wetters nicht erreichbar ist, im Zentrum der Betrachtung. Unter den Befragten herrscht Einigkeit darüber, dass im Bereich O&M ein großer und lukrativer Markt für Serviceleistungen entsteht. Bisher konnte jedoch kein Anbieter ein überzeugendes Konzept vorlegen, wie den Herausforderungen begegnet werden soll. Die Anlagenhersteller wollen Material und Service-Personal stellen, jedoch nicht auf eigene Verantwortung zur Anlage transportieren. Die Entwicklung schlüssiger Konzepte könnte die Risiken für eine Projektfinanzierung erheblich reduzieren, weil Betriebsunterbrechungen erhebliche Auswirkungen auf den *cash flow* verursachen können. Bei der **Netzanbindung** besteht Unsicherheit darüber, was passiert, wenn der Anschluss nicht rechtzeitig zur Inbetriebnahme fertig gestellt ist und dadurch Ertragsausfälle entstehen. Die Aussicht auf Schadensersatz im Verzugsfall bietet aus Projektfinanzierungssicht keine ausreichende Sicherheit, da langwierige und kostspielige Verfahren den Projektzeitrahmen überschreiten würden. Hinzu kommt die mangelnde Kapazität der Netzbetreiber, bis Ende des Jahres 2011 allen Parks, die eine Inbetriebnahme anstreben, die Netzanbindung zu ermöglichen.

Gründung, Montage, Versicherung, Wirtschaftlichkeit und Finanzierung werden als **mittlere Herausforderung** eingestuft. Die sehr einheitlich erscheinenden Bewertungen erweisen sich im Detail als durchaus differenziert. Wenige Befragte befürchteten bei den **Gründungen** große technische Herausforderungen aufgrund der mangelnden Erfahrung mit *tripods* und *jackets*. Mehrheitlich wird in der Gründung weniger eine technische als vielmehr eine finanzielle Herausforderung gesehen. Ein Problem könnte sich aus den begrenzten Fertigungskapazitäten der Gründungslieferanten ergeben. Da noch keine der neueren Varianten in größerer Stückzahl produziert wird, besteht die Gefahr einer Knappheit bei den Gründungen und bei den für ihre Installation benötigten Spezialschiffen. Bei der **Montage** erwarten ausnahmslos alle Befragten eine massive Knappheit des verfügbaren Installationsgeräts. Auf den erwarteten Engpass wird bereits mit Schiffsneubauten reagiert, doch auch die rund acht zurzeit in Planung befindlichen Schiffe werden die Situation nur ansatzweise entspannen. Bei der Organisation der Montage wird erwartet, dass mittelfristig Unternehmen als Generalunternehmer für Bauleistungen auftreten, kurzfristig wird auf *multi-contracting* gesetzt. Dieses Vorgehen wird von Banken und Investoren akzeptiert. Die Befragten fürchten keine ernsthaften technischen Probleme beim Aufbau der Anlagen, vielmehr werden finanzielle Auswirkungen im Falle von Verzögerungen als Risiko erachtet. An der **Versicherung** eines OWP ist gegenwärtig keine deutsche Versicherung beteiligt. Zwar beginnen sie sich mit der Thematik auseinander zu setzen, Entwickler, Banken und Investoren orientieren sich aber vornehmlich an den internationalen Versicherungsmärkten in London oder Skandinavien. Begründet wird dies mit den im internationalen Vergleich überdurchschnittlichen Preisen auf dem deutschen Markt. Da die Bonität des Betreibers ein zentrales Kriterium für die Versicherungen darstellt, wird davon ausgegangen, dass Versicherungsschutz für die Energiekonzerne realisierbar ist, für mittelständische Entwickler und Betreiber dagegen kaum. Die Einschätzungen der **Wirtschaftlichkeit** reichen von „sehr

attraktiv“ bis „ohne Zuschüsse nicht machbar“. Überwiegend Einigkeit besteht jedoch darüber, dass die Projekte mit der vorgeschlagenen Vergütung von 14 Cent pro kWh realisierbar sind, jedoch keine attraktiven Renditen erwarten lassen. Wegen der großen Risiken der Offshore-Windenergie wurde vielfach die Vermutung geäußert, dass zunächst die strategischen Investoren (die Energiekonzerne) die ersten Projekte realisieren werden. Doch gerade diese bewerten die Wirtschaftlichkeit als einzige Gruppe als erhebliche Herausforderung. Mittelständische Entwickler und Finanzinvestoren zeigen sich trotz geringer Erwartungen bei der Rendite interessiert und bewerten die Wirtschaftlichkeit wie die übrigen Befragten als mittlere Herausforderung. Aus den Aussagen zur **Finanzierbarkeit** gehen zwei Aspekte deutlich hervor. Auf der einen Seite gibt es zahlreiche Unternehmen, die bereit sind in Offshore-Windenergie zu investieren. Folglich sollte die Finanzierung eine geringe Herausforderung darstellen. Auf der anderen Seite bleibt die Absicherung oder Verteilung erheblicher Risiken an vielen Stellen ungeklärt und damit eine erhebliche Herausforderung für die Finanzierung.

Sowohl die Windprognose als auch der Erhalt einer Genehmigung werden als vergleichsweise **geringe Herausforderung** eingestuft. Der Entwicklungsstand der **Windprognose**verfahren wird von allen Befragten als befriedigend bis gut bezeichnet. Es wird davon ausgegangen, dass sich Erträge mit Sicherheitsabschlägen ausreichend zuverlässig berechnen lassen. Lediglich die Banken sehen noch Verbesserungsbedarf bei den Prognoseverfahren. Das **Genehmigung**sverfahren wird grundsätzlich positiv bewertet, lediglich die im internationalen Vergleich langen Zeiträume bis zum Erhalt einer Genehmigung werden kritisiert. Die Rechtssicherheit der Genehmigung „an sich“ wird nicht angezweifelt, jedoch sorgen nachträgliche Änderungen bei den Auflagen für Verunsicherung. Eine mögliche negative Beeinflussung der Offshore-Windenergieentwicklung durch Probleme bei Windprognose oder Genehmigung wird jedoch nicht befürchtet.

*5.11.2 Betrachtung nach Unternehmenskategorie*

Die Zusammenfassung der Ergebnisse in der Risikomatrix ermöglicht ebenfalls eine Betrachtung nach Unternehmenskategorien vorzunehmen.

Durch die Unterteilung der Sponsoren in mittelständische Projektentwickler und EVUs stellt sich heraus, dass sich die **mittelständischen Entwickler** optimistischer zeigen als die Energiekonzerne. Dies gilt insbesondere für Wirtschaftlichkeit und O&M. Obwohl sich Risikoverteilung im Rahmen der Finanzierung für die Mittelständler wegen der geringeren Kapitalstärke schwieriger darstellt, zeigen sich vor allem die **EVUs** kritisch und zurückhaltend. Die Interviews zeigen, dass die kleineren Unternehmen eine aktivere Haltung einnehmen und versuchen eigene Lösungsansätze zu entwickeln. Die Aussagen der Befragten decken sich folglich mit den Marktbetrachtungen aus Kapitel vier, wo sich zeigte, dass die im Besitz mehrer Projekte befindlichen EVUs bisher abwartend agieren.

Wenig überraschend erscheint die kritische Haltung der **Banken** und **Finanzinvestoren**. Beide sehen in den ungeklärten Fragen großes Gefahrenpotenzial für die Sicherheit der *cash flows*. Insbesondere die Netzanbindung, Anlagentechnologie und O&M bewerten sie als erhebliche Herausforderung. Sie drängen auf bessere Mechanismen zur Risikoabwehr und -verteilung. Trotz aller Kritik besteht großes Interesse an der Offshore-Windenergie als Geschäftsfeld. Die insgesamt kritische Bewertung unterschlägt, dass es auch in dieser

Gruppe optimistische Stimmen gibt und einige Akteure dieser Gruppe proaktiv am Markt agieren.

Es sticht hervor, dass die **Fundamentlieferanten** von allen Beteiligten die geringsten Herausforderungen bei der Realisierung von OWPs erwarten. Ihre positiven Bewertungen mögen darauf zurückzuführen sein, dass von ihnen nicht verlangt wird Risiken zu übernehmen, die außerhalb der von ihnen erbrachten Leistung liegen. Sie sind in die Diskussion um die Verteilung der größten Risiken nicht eingebunden und verhalten sich entsprechend zurückhaltend. Die **WEA-Hersteller** hingegen sind von den Fragen der Netzanbindung und O&M direkt betroffen und äußern sich daher wesentlich kritischer. Sowohl Entwickler als auch Betreiber und Banken erwarten diesbezüglich Lösungsansätze von ihnen. Wegen der großen Nachfrage und geringen Verfügbarkeit der WEAs befinden sich die Hersteller jedoch in einer starken Verhandlungsposition.

Die deutschen **Versicherungen** zeigen sich ähnlich kritisch wie die Banken und Investoren. Ihr Augenmerk liegt dabei jedoch auf anderen Gebieten. Sie orientieren sich nicht am *cash flow*, sondern an technischen Risiken. Erstaunlich ist, dass sie selbst als einzige Gruppe die Versicherung von OWPs als erhebliche Herausforderung bewerten. Begründet wird dies mit der fehlenden Erfahrung die Risiken der Windenergienutzung auf See zu kalkulieren. Deutsche Versicherungen verhalten sich daher noch abwartend. Grundsätzlich sind sie aber an der Offshore-Windenergie als Geschäftsfeld durchaus interessiert.

# 6. PROJEKTFINANZIERUNG VON OFFSHORE-WINDENERGIE

Im Verlauf der Arbeit wurde deutlich, wie vielschichtig die Themen sind, die die Entwicklung der Offshore-Windenergie und damit auch des Marktes für Projektfinanzierung nachhaltig beeinflussen können. Die im Folgenden vorzunehmende Markteinschätzung stützt sich deshalb nicht allein auf die quantitativen Ergebnisse der Befragung (vgl. Kapitel 4), sondern berücksichtigt auch risikorelevante Themen, die aus den Zahlen allein direkt nicht ersichtlich sind (vgl. Kapitel 5).

## 6.1 Markteinschätzung

Der Offshore-Windenergiemarkt befindet sich derzeit im Umbruch. In die bis vor kurzem von mittelständischen Projektentwicklern geprägte Branche drängen zunehmend kapitalstarke Energiekonzerne und Finanzinvestoren, die nach Übernahme- und Beteiligungsmöglichkeiten suchen. Zwölf der 28 genehmigten Antragsgebiete (Projekte) in Deutschland befinden sich nicht mehr oder nur noch teilweise in der Hand der ursprünglichen Projektinitiatoren.

Die Projektträger haben unterschiedliche Präferenzen bei der Finanzierung der OWPs. Während die EVUs überwiegend eine Unternehmensfinanzierung anstreben, setzt der Rest mehrheitlich auf eine Projektfinanzierung[31]. Welcher Finanzierungsform zukünftig der Vorzug gegeben wird, hängt von mehreren Faktoren ab. In den Interviews wurde mehrfach die Einschätzung geäußert, dass wegen der hohen Risiken zunächst die Energiekonzerne die ersten Projekte als Unternehmensfinanzierung realisieren würden. Erst anschließend werde Projektfinanzierung in der langen Frist an Bedeutung zunehmen. Obwohl sich inzwischen ein Teil der Projekte in den Händen der EVUs befindet, ist eine Realisierung dieser OWPs bisher nicht absehbar.

Umso erstaunlicher ist, dass die Realisierung von Projekten, die voraussichtlich als Projektfinanzierung auf den Markt kommen, entgegen der Befragungsergebnisse aktuell sichtbar voranschreitet. So hat die mittelständische Energiekontor AG im April dieses Jahres einen Liefervertrag für 18 WEAs der fünf Megawatt-Klasse unterzeichnet und gab bekannt: „*Nordergründe wird eines der ersten Offshore-Projekte in Deutschland und zudem das erste bankenfinanzierte Offshore-Projekt mit 5 MW-Anlagen in deutschen Gewässern sein*“ (Energiekontor 2008, o.S.). Bereits im Juli letzten Jahres wurde die Bank NIBC mit der Finanzierung des Projekts beauftragt (Energiekontor 2007, o.S.). Ein weiterer aussichtsreicher Kandidat für eine baldige Umsetzung auf Projektfinanzierungsbasis scheint auch der OWP Baltic 1 des ebenfalls mittelständischen Projektentwicklers WPD zu sein, wo mit Nordex, Ballast Nedam und A2SEA bereits die Vertragspartner für wesentliche Liefer- und Leistungskomponenten festgelegt wurden. Angekündigter Baubeginn ist der 01. Januar 2009. Insgesamt zeichnet sich ab, dass die ersten Parks überwiegend als Projektfinanzierung umgesetzt werden. Die Gründe dafür dürften vor allem in der vergleichsweise geringeren Größe und Küstenentfernung der Projekte zu suchen sein, was das Finanzierungsrisiko deutlich einschränkt.

[31] Oder einen Verkauf ihrer Projekte an Investoren.

Die Ergebnisse der Umfrage unter 26 Unternehmen der Branche über erwartete Erzeugungskapazitäten im Offshore-Windenergiemarkt und das mögliche Potenzial für Projektfinanzierung sind in der folgenden Grafik zusammengefasst dargestellt.

| Prognose Marktvolumen Projektfinanzierung bei Offshore-Windparks | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Zeitraum** | **Bis Ende 2011** | | **Bis Ende 2013** | | **Bis Ende 2025** | |
| **Projekte/ Leistung** | Anzahl der Projekte | Leistung in MW | Anzahl der Projekte | Leistung in MW | Anzahl der Projekte | Leistung in MW |
| **Offshore-Leistung** | **5** | **1.120** | **10** | **2.340** | **K. A.** | **16.000** |
| **Projekt-finanzierung** | **3** | **530** | **5,6** | **1.140** | **K. A.** | **8010** |

Abbildung 30: Prognose des Marktpotenzials für Projektfinanzierung bei OWPs (Quelle: Eigene Erhebung und Darstellung)

Bis zum Ende des Jahres 2011 erwarten die befragten Experten 1.120 Megawatt installierter Offshore-Windleistung, 2.340 Megawatt bis zum Ende des Jahres 2013 und 16.000 Megawatt bis zum Jahr 2025. Jeweils rund die Hälfte davon wird ihrer Ansicht nach als Projektfinanzierung realisiert: 530 Megawatt bis zum Ende des Jahres 2011, 1.140 Megawatt bis zum Ende des Jahres 2013 und 8.010 Megawatt bis zum Jahr 2025. Die von der Bundesregierung formulierten Ziele werden somit nach Ansicht der Branchenexperten nicht erreicht. Dennoch prognostizieren sie das Entstehen eines großen Marktes, mit dem Investitionen von vielen Milliarden Euro verbunden sind. Schätzungen über die Kosten für die Installation von einem Megawatt Offshore-Windenergieleistung variieren zwischen zwei und drei Mio. Euro. Die Experten von PricewaterhouseCoopers halten für die Nordseeprojekte einen durchschnittlichen Wert von 2,7 Mio. Euro pro Megawatt für realistisch. Ausgehend von diesem Wert und den Ergebnissen der Marktprognose ergibt sich ein Gesamtinvestitionsvolumen von 3,024 Mrd. Euro bis 2011, von 6,318 Mrd. Euro bis 2013 und von 43,2 Mrd. Euro bis 2025. Darin enthalten ist nach den Einschätzungen der Befragten ein Potenzial für Projektfinanzierungen von 1,43 Mrd. Euro bis 2011, 3,1 Mrd. Euro bis 2013 und 21,6 Mrd. bis 2025.

Bei der Bewertung der Prognose ist zu berücksichtigen, dass einzelne unvorhergesehene Ereignisse starken Einfluss auf die weitere Entwicklung des Marktes ausüben können. Sollten bei einem der ersten Projekte schwerwiegende Probleme beispielsweise durch Bauzeitverzögerungen oder Schäden an den WEAs auftreten, wird die Finanzierungsbereitschaft der Kapitalgeber sinken und die Konditionen verschlechtern sich. Dass die Auswirkungen einzelner Zwischenfälle auf die Stimmung deutlich ausfallen und den Markt stark beeinflussen können zeigte sich, als im Jahr 2004 erhebliche technische Probleme beim OWP Horns Rev auftraten. Andererseits werden positive Erfahrungen aber auch zu einer erhöhten Finanzierungsbereitschaft führen und die Marktentwicklung beschleunigen.

Nahezu alle Befragten sind der Ansicht, dass zurzeit ausreichend Kapital für die Projektfinanzierung von OWPs zur Verfügung steht. Unter den Banken zeichnet sich bereits heute ein Wettbewerb ab und potenzielle Eigenkapitalgeber bekunden großes Interesse. Auch auf der Lieferantenseite ist die Investitionsbereitschaft inzwischen hoch. Die Anlagenhersteller entwickeln WEAs speziell für den Einsatz auf dem Meer und investieren in neue Fertigungsstätten, Bauunternehmen arbeiten an neuen Fundamentkonzepten für Multimegawatt-WEAs und neue Errichtungsschiffe befinden sich im Bau oder in Planung. Der in der Offshore-Branche lange ersehnte Wettbewerb um technisch und wirtschaftlich effiziente Lösungen und damit letztendlich auch um Marktanteile, steht nicht mehr kurz bevor, sondern hat laut Einschätzung der Befragten längst begonnen.

Trotz des vorhandenen Potenzials ist gegenwärtig ein Abwarten auf der Kapitalgeberseite zu beobachten. Für eine erfolgreiche Projektfinanzierung müssen die Interessen aller Beteiligten derart berücksichtigt werden, dass sie durch die Partizipation einen Vorteil erlangen. Die Analyse der Anforderungen in Kapitel fünf legt nahe, dass Kapitalgeber noch zögern sich an einer Projektfinanzierung zu beteiligen, weil in vielen Bereichen noch zuviel Unsicherheit vorherrscht. Die Steigerung der Planungssicherheit wird in diesem Zusammenhang als zentrale Anforderung der befragten Unternehmen angeführt. Diese Anforderung bezieht sich auf diverse Felder: die Transparenz der in der Genehmigung gemachten Auflagen, die Unsicherheit über einen termingerechten Netzanschluss, die mangelnde Verfügbarkeit von Errichtungsschiffen, die ungewisse Zuverlässigkeit der WEAs und das Fehlen schlüssiger O&M-Konzepte. Die Anforderungen der Unternehmen werden auf diesen Feldern noch nicht im erforderlichen Maß erfüllt.

Erhebliche Herausforderung bestehen insbesondere bei den Themen Anlagentechnologie, Netzanbindung und O&M. Gerade diese Bereiche bergen noch große Unwägbarkeiten, die nicht nur das einzelne Projekt gefährden, sondern auch Kapitalgeber häufig noch verunsichern. Verlässliche technische Lösungen sowie eine realistische Verteilung der verbleibenden Risiken sind deshalb für eine Entwicklung der Projekte „im großen Stil“ unerlässlich. Die geringe Betriebserfahrung mit den WEAs der fünf Megawatt-Klasse wird in kommerziellen Parks von 80 Anlagen mit großen Küstenentfernungen zu einem nahezu unkalkulierbaren Risiko, das kaum ein Betreiber allein zu tragen bereit ist. Ein großes Hindernis liegt aus heutiger Sicht auch in der geringen Anzahl der verfügbaren WEAs, die sich wegen der noch im Aufbau befindlichen Fertigungsstätten kaum kurzfristig erhöhen lässt. Ungeklärt bleibt weiterhin, wie die Parks für Service-Teams bei schlechtem Wetter erreichbar sein sollen. Die als mittlere Herausforderungen eingestuften Thematiken wie Gründung, Montage, Versicherung, Wirtschaftlichkeit und Finanzierung lassen aufgrund ihrer Bewertung zunächst auf weniger Gefahrenpotenzial schließen, dennoch bleiben auch hier unübersehbare Schwierigkeiten, wie beispielsweise die mangelnde Verfügbarkeit der Spezialschiffe für die Errichtung, bestehen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden: in Deutschland stehen die ersten OWP-Projekte kurz vor der Realisierung. Der Wettbewerb um die besten Standorte und Projekte hat begonnen. Die neuen Netzanschlussregelungen und die vom Bundeskabinett in Aussicht gestellte Anhebung der Einspeisevergütung haben die Wirtschaftlichkeit der Projekte erheblich verbessert. Zahlreiche technische und organisatorische Herausforderungen sind jedoch noch zu bewältigen, bevor ein Ausbau in kommerziellen Dimensionen mit kalkulierbarem Risiko erfolgen kann. Gerade der Umgang mit den Errichtungs- und

Betriebsrisiken stellt gegenwärtig noch ein erhebliches Problem bei der Finanzierung der Parks dar. Dennoch zeichnet sich ab, dass die ersten kleineren OWPs in Deutschland als Projektfinanzierung realisiert werden.

### 6.2 Ansätze zur Überwindung bestehender Hürden

Die Markteinschätzung des vorangegangen Abschnitts zeigt, dass ein erhebliches Potenzial für Projektfinanzierung vorhanden ist, gleichzeitig aber noch viele Herausforderungen vor einer langfristig erfolgreichen Entwicklung liegen. Aus der intensiven Beschäftigung mit der Thematik im Rahmen dieser Arbeit ergeben sich für einige der identifizierten Probleme mögliche Lösungsansätze, die im Folgenden vorgestellt werden.

Obwohl die Regelung der **Netzanbindung** auf See durch das Infrastrukturgesetz erheblich zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Projekte beigetragen hat, herrscht unter den Befragten vielfach Unsicherheit darüber, ob die Netzbetreiber zum Datum der Inbetriebnahme den Netzanschluss zur Verfügung stellen können werden. Das Gesetz legt fest, dass der Netzbetreiber im Verzugsfall Schadensersatz in Höhe der entgangenen Einspeisevergütung zu leisten hat. *„Wie stumpf dieses Schwert in der Praxis allerdings sein kann, zeigen die Erfahrungen im Onshore-Geschäft, wo ähnliche Rechtsansprüche bestehen. Da verweigern die Banken schlicht die Finanzierung, wenn der nötige Anschluss fehlt. Folge: Die Projekte werden erst gar nicht gebaut und können sich jahrelang verzögern“* (Franken 2008, o.S.). Die Netzbetreiber befürchten zwar mit Schadensersatzansprüchen konfrontiert zu werden, auf der anderen Seite birgt ein früher Baubeginn der Kabeltrassen für sie die Gefahr, dass die Realisierung des OWPs an anderen Faktoren scheitert und das investierte Geld somit verloren ist. Die Netzbetreiber verlangen daher 30 Monate vor Baubeginn Belege für die tatsächliche Realisierung des OWPs (vgl. Abschnitt 5.3). Das Erbringen dieser Belege stellt die Projektträger wiederum vor Schwierigkeiten, weil beispielsweise die Banken, wie oben dargestellt, den gesicherten Netzanschluss als Bedingung für die Finanzierung verlangen.

Wann und unter welchen Voraussetzungen der Netzbetreiber mit dem Bau der Kabeltrassen beginnen muss, ist vom Gesetz nicht eindeutig vorgegeben. Diese Unsicherheit stellt eine erhebliche Herausforderung für die Projektfinanzierung von OWPs dar. Durch eine klare Vorgabe wann und unter welchen Voraussetzungen der Netzbetreiber den Netzanschluss bereitzustellen hat, könnte vom Gesetzgeber Abhilfe geschaffen werden. Die Regelungen müssten nach Erachten des Autors so formuliert sein, dass es einen klaren Anreiz für die Netzbetreiber gibt, die Netzanbindung fristgerecht zur Verfügung zu stellen. Auch darf das Risiko eines Totalausfalles nicht allein dem Netzbetreiber zugeschrieben werden. Aus Sicht der Projektfinanzierung ist die grundsätzliche Forderung klar: Im Falle eines Verzugs beim Netzanschluss darf die Finanzierung des Projekts nicht belastet werden. Der Gesetzgeber und die Netzbetreiber sind gefragt, kurzfristig adäquate Lösungen zu entwickeln.

Ein neuer Ansatz für **O&M-Konzepte** ließe sich aus der konsequenten Fortführung des *risk sharing*-Gedankens entwickeln. Die zukünftigen Betreiber sind aufgrund fehlender Erfahrungen gegenwärtig nicht dafür aufgestellt, die neue Technologie zu warten und instand zu halten. Somit sind sie auf die Service-Techniker des Herstellers angewiesen. Die Hersteller stellen die Techniker und die Ersatzteile zwar bereit, weigern sich jedoch das Wetterrisiko beim Transport zur WEA zu tragen. Das Wetter bewerten sie als klassisches

Betriebsrisiko und sehen daher den Betreiber in der Verantwortung. Komplette Servicekonzepte werden daher noch nicht angeboten. Ein Kooperationsmodell zwischen Betreiber und Hersteller zu entwickeln, solange keine professionellen Service-Unternehmen auf dem Markt aktiv sind, könnte Abhilfe schaffen. Eine ideale Konstellation würde sich durch die Gründung einer Service-Gesellschaft ergeben, in der Betreiber und Hersteller gemeinsam Wartung und Service übernehmen.

Im Rahmen der Interviews wurde deutlich, dass kaum **Transfer von *know how*** über Ländergrenzen hinweg stattfindet. Auf Erfahrungen aus bestehenden Parks in Großbritannien oder Dänemark wird selten Bezug genommen. Während in der deutschen Offshore-Branche durch Verbände, Stiftungen, Konferenzen und Messen ein ständiger Austausch stattfindet, kommt es kaum zu internationaler Vernetzung. Lediglich für Offshore-Versicherungen schauen Entwickler, Banken und Investoren auf die Märkte in London oder Skandinavien. Von den Befragten wurde beklagt, dass von sich in Betrieb befindenden OWPs kaum Informationen erhältlich sind. Öffentlich zugängliche Studien wie die „Case study: Offshore-Wind Farms“ (Gerdes et al. 2006) von der Dena und der deutschen WindGuard GmbH beinhalteten selten tiefergehende Informationen. Insbesondere Unternehmen, die im Ausland bereits OWPs betreiben, sind gefragt, ihre Betriebserfahrung für Projekte in Deutschland zum Beispiel bei der Entwicklung von O&M Konzepten einzubringen.

Mittelständische Projektentwickler aus der Windbranche besitzen in der Regel umfangreiches Wissen und Erfahrung über WEA-Technologie und Windparkplanung. Institutionelle Investoren und EVUs weisen dagegen vor allem Kompetenzen in der Realisierung und dem Betrieb von Großprojekten auf. In der Offshore-Windenergie treffen diese Unternehmen mit ihren unterschiedlichen Hintergründen und Mentalitäten aufeinander, was nicht selten zu erheblichen Missverständnissen und Dissonanzen führt. Die großen Unternehmen werfen den Mittelständlern ihre für Offshore-Projekte nicht ausreichende Bonität und Professionalität vor, während diese den Großunternehmen häufig die Branchenkompetenz und den ehrlichen Willen absprechen. Da bei den anstehenden Milliardeninvestitionen der Einstieg von kapitalstarken Investoren unvermeidlich ist, müssen beide Seiten Möglichkeiten suchen, wie sie ihre jeweiligen Stärken zum beiderseitigen Vorteil nutzen können. Die mittelständischen Projektentwickler stehen im Falle des Projektverkaufs häufig vor einer ungewissen wirtschaftlichen Zukunft. Ihnen stellt sich die Frage, wie das durch den Verkauf gewonnene Kapital und das vorhandene *know how* zukünftig wirtschaftlich genutzt werden können. Hier sind die großen Betreiberunternehmen gefragt, die die kleinen Unternehmen beispielsweise durch Dienstleistungsverträge langfristig in die weitere Realisierung und den Betrieb einbinden können. Sinnvoll erscheint etwa die Unterstützung im Rahmen der weiteren Genehmigungsplanung, da lokale Unternehmen hierfür in der Regel besser qualifiziert sind. Auch die Übernahme von Service-Leistungen bis hin zum Betrieb der WEAs wäre denkbar.

# 7. FAZIT

Die Arbeit zeigt, welche bedeutsamen Potenziale für Offshore-Windenergie in Deutschland bestehen, aber auch, welche Herausforderungen noch vor der vergleichsweise jungen Branche liegen. Es wurde herausgearbeitet, welche Fragen einer Lösung bedürfen und in welchen Bereichen die unzureichende Verteilung der Risiken die Projektfinanzierung erschwert. Darauf Bezug nehmend wurden mögliche Lösungsansätze skizziert.

Deutlich wurde, dass sich der Markt für Offshore-Windenergie am Beginn einer viel versprechenden Entwicklung befindet. Die Expertenbefragung hat ergeben, dass der Markt ein Projektfinanzierungspotenzial von etwa 1,43 Mrd. Euro bis Ende des Jahres 2011 und rund 21,6 Mrd. Euro bis zum Jahr 2025 bietet. Es wird erwartet, dass rund die Hälfte aller OWPs als Projektfinanzierung realisiert wird. Bevor jedoch kommerzielle Parks in großen Dimensionen als Projektfinanzierung realisiert werden können, sind noch einige Unsicherheiten zu beseitigen. Die Umfrage ergab, dass die Erhöhung der Planungssicherheit die Hauptanforderung der befragten Unternehmen darstellt.

Als zentrale Herausforderungen wurden die Themen Anlagentechnologie, Netzanbindung und O&M identifiziert. Ungeklärte technische und organisatorische Fragen in diesen Feldern können zu Problemen unkalkulierbaren Ausmaßes mit ernsten Konsequenzen für die Finanzierung führen. Die Reduzierung und Verteilung der Risiken ist daher gegenwärtig die zentrale Herausforderung an die Akteure. Die Herausforderungen der mittleren Stufe wie Gründung, Montage, Versicherung, Wirtschaftlichkeit und Finanzierung lassen zunächst auf weniger Gefahrenpotenzial schließen, dennoch bleiben auch hier unumgängliche Probleme, wie beispielsweise das *bottleneck* bei den Spezialschiffen für die Montage, bestehen.

Im Rahmen der Arbeit wurden für einige der identifizierten Herausforderungen Lösungsansätze formuliert, die zeigen sollen, dass es sich in der Regel um keine unüberbrückbaren Hindernisse handelt. Durch ein Zusammenwirken von Wissenschaft, Politik, Wirtschaft, Verbänden und Kapitalgebern sind die Herausforderungen zu bewältigen. Trotz der teilweise noch erheblichen Herausforderungen und Unsicherheiten steht der deutsche Offshore-Windenergiemarkt inzwischen am Beginn der Realisierungsphase. Gegenwärtig zeichnet sich ab, dass zunächst einige kleinere Projekte von mittelständischen Unternehmen auf Projektfinanzierungsbasis realisiert werden. Von den bekannten deutschen EVUs sind bisher noch keine Investitionsentscheidungen zum Bau eines kommerziellen OWPs bekannt. Offensichtlich wird zunächst abgewartet, wie die Erfahrungen mit dem Offshore-Testfeld alpha ventus verlaufen. Das weitere Vorgehen der EVUs wird die Entwicklung des Marktes entscheidend beeinflussen, da sie die kapitalstärksten Akteure sind. Die Konzerne bekommen aufgrund der politischen Vorgaben den größten Handlungsdruck auferlegt, denn langfristig sind die deutschen $CO_2$-Reduktionsziele ohne sie nicht zu erreichen. Ein aktives Engagement der EVUs in die kommerzielle Offshore-Windenergienutzung käme neben dem Klima aber auch den Unternehmen der Offshore-Branche und der Projektfinanzierungswelt zugute.

## LITERATURVERZEICHNIS

Arzt, I. & Weinhold, N. (2007): „Wer zuerst kommt“, neue energie 12/07, 40-52.

Baars, A (2006): „Wasserfest auf drei Beinen“, Erneuerbare Energien 10/06, 22.

Baars, A. (2007): „Eine feste und dauerhafte Verbindung“, Erneuerbare Energien 11/07, 24.

Baars, A. (2007a): „Das Prinzip einfach“, Erneuerbare Energien 10/07, 32-33.

Backhaus, K. & Schill, J. & Ueckermann, J. (1993): „Projektfinanzierung“, in: Gebhardt, G. (Hrsg.): Handbuch des Finanzmanagements. München: Beck Verlag, 531–556.

Backhaus, K. & Werthschulte, H. (Hrsg.) (2003): Projektfinanzierung. Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte einer Finanzierungsmethode für Großprojekte. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2. Auflage.

Behlau, M. (2005): „Windenergie ist ein sensibles Wirtschaftssystem“, Erneuerbare Energien 10/05, 12-14.

Beyer, M. G. & Brunner, W. G. (2006): „New Bauer Flydrill system. Drilling Monopiles for Offshore Wind Turbines“, Windtech International 04-05/06, 6-9.

Böger, T. R. & Boll, P. (2003): „Die Rolle des Financial Advisers in der Projektfinanzierung“, in: Backhaus, K. & Werthschulte, H. (Hrsg.): Projektfinanzierung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2. Auflage, 37-60.

Böttcher, J. (2004): „Projektfinanzierung“, in: Dena (Deutsche Energie-Agentur): Finanzierungs-Know-How. Handbuch für Erneuerbare Energien im Ausland. O.O: O.V. 134-181.

Böttcher, J. (2006): Projektfinanzierung. München: Oldenbourg.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2002): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See, unter: http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Strategie_der_Bundesregierung_zur_Windenergienutzung_auf_See.pdf, (Zugriff: 02.02.2008).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007): EEG Erfahrungsbericht 2007, unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/ allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf, (Zugriff: 02.02.2008).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007a): Kabinettsentwurf des EEG 2009, unter: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/ allgemein/application/pdf/entwurf_ee_recht.pdf, (Zugriff: 02.02.2008).

BSH (2007): Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 3). Hamburg.

Buddensiek, V (2006): Öl und Windkraft gehen Arm in Arm“, Erneuerbare Energien 10/06, 37-39.

Buddensiek, V. (2007): „Offshore-Windenergie als ‚Prinzip Hoffnung’?“, Erneuerbare Energien 11/07, 26.

Butendiek (2005): Newsletter 01/2005, unter: http://www.butendiek.de/seiten/aktuelles/newsletter/2005/newsletter_1_2005.php, (Zugriff: 21.02.2008).

Butendiek (2005a): Newsletter 03/2005, unter: http://www.butendiek.de/seiten/aktuelles/newsletter/2005newsletter_4_2005.php, (Zugriff: 21.02.2008).

Butendiek (2005b): Newsletter 04/2005, unter: http://www.butendiek.de/seiten/aktuelles/newsletter/2005newsletter_4_2005.php, (Zugriff: 21.02.2008).

Caddet (2000): The World's First Off-shore Wind Farm, unter: http://lib.kier.re.kr/caddet/retb/no13.pdf (Zugriff: 02.01.2008).

DEA (Danish Energy Authority) (2005): Offshore Wind Power – Danish Experiences and Solutions, unter: http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Offshore-Projekte/ Offshore_Windpower-_Danish_Experiences_and_Solutions.pdf (Zugriff: 03.01.2008).

Dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln.

Dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2005a): dena-info Offshore Wind 1/2005, unter: http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/dena_Faltblat_ Informationen_zur_ Offshore-Windenergie.pdf, (Zugriff 02.01.2008).

Energiekontor (2007): „Finanzierungsvereinbarung für Offshore-Windpark Nordergründe unterzeichnet", Pressemiteilung vom 18.12.2007, unter: http://www.energiekontor.de/aktuelles/aktuelles.php, (Zugriff: 10.03.2008).

Energiekontor (2008): „Offshore-Windpark Nordergründe: REpower und Energiekontor unterzeichnen Vertrag über 90 MW", Pressemitteilung vom 09.04.2008, unter: http://www.energiekontor.de/aktuelles/aktuelles.php?nr=b4ae39e79877bbd86cace561c9fbba43, (Zugriff: 11.04.2008).

Ernst & Young (2007): Projektfinanzierung im Erneuerbare Energien Markt – Hintergründe, Bedeutung und aktuelle Trends, Vortrag gehalten auf dem Branchen und Exportforum Erneuerbare Energien, 18. April 2007 in Hannover.

FASB (Financial Accounting Standards Board) (1981): Statements of Financial Accounting Concepts, unter: (http://www.fasb.org/pdf/fas47.pdf), (Zugriff: 24.12.2007).

F.A.Z. (o.V.) (2006): „Windbonds bringen Frische ins Depot", 16.05.2006, unter: http://www.faz.net/s/Rub09A305833E12405A808EF01024D15375/Doc~ED20FA42EB7284022A1F82882CDE43309~ATpl~Ecommon~Scontent.html, (Zugriff: 01.03.2008).

Franken, M. (2005): "Nachrichten von der Insel", neue energie 10/05, 42-44.

Franken, M. (2007): „Alte Daten, neue Erkenntnisse", neue energie 03/07, 44-47.

Franken, M. (2007): „Basisstation Offshore", neue energie 04/07, 67-68.

Franken, M. (2007b): „Die Fantastischen Vier", neue energie 09/07, 46-47.

Gerdes, G.; Tiedemann, A. & Zeelenberg, S. (2006): Case Study: European Offshore Wind Farms - A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms. O.O.: o.V.

Gerdes, G.; Tiedemann, A. & Zeelenberg, S. (2006a): POWER - Fallstudie: Europäische Offshore-Windparks – Eine Untersuchung der Erkenntnisse und Erfahrungen von Offshore-Windpark-Projektentwicklern. Zusammenfassung.

Grosse, P.B. (1990): „Projektfinanzierung aus Bankensicht“, in: Backhaus et al. (Hrsg.): Projektfinanzierung – Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte einer Finanzierungsmethode für Großprojekte. Stuttgart: Poeschel, 41-63.

Guillet, J. (2007): Offshore wind. Options for non-recourse financing, Vortrag gehalten auf der European Offshore Wind Conference & Exhibition, 4-6 Dezember in Berlin.

Hautmann, D. (2007): „Condition Monitoring bleibt Luxus“, neue energie 05/07, 40-45.

Heim, U. (2006): ”A Motion Compensated Plattform for Wind Turbine Maintenance”, Windtech International 07-08/06, 33-35.

Holm, K. (Hrsg.) (1986): Die Befragung 1. Der Fragebogen – Die Stichprobe. Tübingen: A. Francke Verlag, dritte Auflage.

IKB (Deutsche Indestriebank) (2007): Verschiedene Ansätze für Finanzierungsstrukturen internationaler Windparkprojekte, Vortrag gehalten auf der HusumWind 2007, 20 September 2007 in Husum.

Iken, J. (2006): „Den Projekten läuft die Zeit davon“, Sonne, Wind & Wärme 09/06, 98-103.

Iken, J. (2006a): „Logistische Herausforderung“, Sonne, Wind & Wärme 02/06, 68-72.

Iken, J. (2006b): „Senkrecht übers Meer“, Sonne, Wind & Wärme 05/06, 88.

Iken, J. (2006c): „Offshore wind farms need special logistics“, Sun & Windenergy 02/06, 152-154.

Iken, J. (2006d): „Sicherheit auch bei hohen Wellen“, in Sonne, Wind & Wärme 01/06, 70-72.

Iken, J. (2006e): „Wir brauchen eine bessere Vergütung“, Sonne, Wind & Wärme 09/06, 104-105.

Jenisch, U. (1997): „Offshore-Windenergieanlagen im Seerecht. Verfahren und Inhalte der Genehmigung“, Natur und Recht 08/97, 373-381.

Jensen, A. H. (2006): „Barrow offshore – schnell und professionell“, Windkraftjournal 01/ 06, 12-14.

Jeske, T. & Hirschhausen, C.v. (2005): „Offshore Windenergie: Studie zur Rentabilität von Offshore-Windparks in der Deutschen Nord- und Ostsee“, Zeitschrift für Energiewirtschaft 01/05, 3-11.

Jones, P. & Westman, B. (2007): „From generation to grid“, renewable energy focus 11-12/07, 38-42.

Knight, S. (2006): „System operators to pay transmission“, Windpower Monthly 12/06, 35-36.

Koch, H. R. (2006): „Elektronik muss gut verpackt sein“, Erneuerbare Energien 08/06, 31-33.

KPMG (2007): Offshore-Windparks in Europa. Marktstudie.

Kruppa, I. (2007): Steuerung der Offshore-Windenergienutzung vor dem Hintergrund der Umweltziele Klima- und Meeresumweltschutz, Technische Universität Berlin: Dissertation.

Kromrey, H (2002): Empirische Sozialforschung. Opladen: Leske + Budrich.

Kühn, M. (2002): Offshore-Windenergietechnik - Technologieentwicklung und Perspektiven, unter: http://www.fv-sonnenenergie.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2002/th2002 _05_01.pdf, (Zugriff: 02.01.2008).

Lange, J. (2005): „Mühlenwald“, Energiespektrum 09/05, 30-32.

Liebreich, M. (2005): „Financing RE. Risk Management in Financing Renewable Energy Projects“, reFocus 07-08/05, 18-20.

Lieshout, P. v. (2005): ”Improving Bankability of Wind Power Projects”, Windtech International 04-05/05, 36-41.

Lönker, O. (2004): „Operation Offshore“, neue energie 12/04, 23-30.

Lönker, O. (2005): „Ausgeträumt“, neue energie 06/05, 12.

Lönker, O. & May, H. (2005): „Meer wagen“, neue energie 10/05, 21-28.

Lönker, O. (2006): „Jetzt oder nie“, neue energie 08/06, 33-37.

Lönker, O. (2006a): „Die Steckdose auf dem Meer“, neue energie 12/06, 22-25.

Marsh, G. (2007): „What Price O&M?“, Renewable energy focus 05-06/07, 22-27.

May, H. (2005): “Wer investiert in Windmühlen?”, neue energie 03/05, 62-67.

Merrill Lynch (2007): Wind turbine manufacturers; here comes pricing power. Marktstudie.

Meuser, M. & Nagel, U. (2002): ExpertInneninterviews – vielfach erprobt, wenig bedacht. Ein Beitrag zur qualitativen Methodendiskussion. In: Bogner, A.; Littig, B.; Menz, W. (Hrsg.): Das Experteninterview. Theorie, Methode, Anwendung. Opladen: Leske + Budrich, 71-93.

Morrison, R. (2007): Financing Renewable Energy: Funding the Clean Alternative. Project Finance International Market Intelligence.

Münchner Rück (o.V.) (2004): Erneuerbare Energien. Versicherung einer Zukunftstechnologie. Unter: http://www.munichre.com/publications/302-04061_de.pdf, (Zugriff: 15.02.2008).

Neumann, M. (2008): Alternative Gründungsvarianten. Vortrag gehalten auf der Offshore-Konferenz am 12. Januar 2008 in Hamburg.

Nevitt, P. K. & Fabozzi, F. J. (2000): Project Financing. London: Euromoney Books, Seventh Edition.

OFC (Offshore Finance Circle) (2003): Kompendium Finanzierung und Versicherung von Offshore-Windenergieprojekten. Abschlussbericht des Offshore Finance Circle. Hamburg.

O’Sullivan, D. (2006): „Precedent Setting Project Finance. Offshore wind takes banks to the cutting edge of multi-contracting”, Windpower Monthly 07/06, 39-41.

Perridon, L. & Steiner, M. (2003): Finanzwirtschaft der Unternehmung. München: Verlag Fritz Vahlen, 12. Auflage.

PFI (Project Finance International) (o.V.) (2007): „2006 League Tables“, Project Finance International 01/07, 52ff.

PFI (Project Finance International) (o.V.) (2008): „2007 League Tables“, Project Finance International 01/08, 46ff.

Plambeck (2007): „Partner für das Offshore-Windpark-Projekt ‚Gode Wind I'", Pressemitteilung vom 12.11.2007, unter: http://www.pne.de/cms/front_ content.php ?id-cat=93&idart=439, (Zugriff: 10.03.2008).

Priermeier, T. (2003): „Risikomanagement bei der Finanzierung von Windparks“, in: Die Bank 05/03, 330-335.

Project Finance (o.V.) (2007): „Q7: The real deal“, Project Finance 01/07, 28.

ReFocus (o.V.) (2005): “Wind Turbines. How Big Can They Get?“, reFocus 03-04/05, 22-28.

reFocus (o.V.) (2005a): “Managing the Wind. Reducing Kilowatt-Hour Costs With Condition Monitoring”, reFocus 05-06/05, 48-51.

Reitzle, W. (2004): „Verfügbarkeitsberechnung als Bewertungsmaßstab für die Instandhaltungsqualität“, neue energie 07/04, 38-40.

Reuter, A. (1999): „Was ist und wie funktioniert Projektfinanzierung?“, Der Betrieb, Jahrgang 1999, No. 1, 31-37.

Ristau, O. (2007): „Aufbruchstimmung in der Offshore-Branche“, Erneuerbare Energien 10/07, 28-29.

Roumeliotis, G. (2008): „Germany blows Offshore“, Project Finance International, 06.02.08, 46-47.

Rücker, U. (1999): Finanzierung von Umweltrisiken im Kontext eines systematischen Risikomanagements. Berlin: Verlag Wissenschaft & Praxis.

Schaltegger, S; Burritt, R. & Petersen, H. (2003): An Introduction to Corporate Environmental Management. Striving for Sustainability. Sheffield: Greenleaf Publishing.

Schiel, J. (2007): „Passender Rahmen für Offshore Windindustrie und maritime Wirtschaft“, Schiff & Hafen 10/07, 80-83.

Schill, J. (1990): „Projektfinanzierung aus Sicht des Anlagen-Lieferanten“, in: Backhaus et al. (Hrsg.): Projektfinanzierung – Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte einer Finanzierungsmethode für Großprojekte. Stuttgart: Poeschel, 29-41.

Schmitt, W. (1989): Internationale Projektfinanzierung bei deutschen Banken. Frankfurt: Verlag Fritz Knapp.

Siebel, U. R. (Hrsg.) (2001): Projekte und Projektfinanzierung. Handbuch der Vertragsgestaltung und Risikoabsicherung bei deutschen und internationalen Projekten. München: C.H. Beck.

Skiba, M. (2006): Herausforderung Offshore-Windenergie. Status Quo und Perspektiven, Vortrag gehalten der Jahrestagung der DPG, 21. März 2006.

Springer, J. & Stohlmeyer, H. (2007): „Mit Wind gegen Energiemangel. Lösung aus Deutschland“, China Contact 11/07, 8-10.

Stohlmeyer, H. & Küver, S. (2002): Finanzierung von Offshore-Windenergieprojekten, in: Övermöhle Consult & Marketing GmbH & Ingenierbüro elexyr (Hrsg.): fascination offshore – report 2002. Hamburg, 146-149.

Stohlmeyer, H. & Küver, S. (2007): Grundlagen der Projektfinanzierung, Vortrag gehalten am 6. November 2007 in Hamburg.

Streeter, A. (2006): „Floating foundation prototype“, Windpower Monthly 01/06, 31.

Streeter, A. (2007): „Deep Water Dreams in a Moribund Market”, Windpower Monthly 09/07, 78-79.

Thomsen, K. (2005): „Offshore Wind Farm Construction. A Clear Picture?”, Windtech International 01-02/05, 21-23.

Töglhofer, C. (2007): Einsatzpotentiale von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien, Diplomarbeit. Unter: http://www.uni-graz.at/igam7www_wcv-wissber-nr14-ctoeglhofer-apr2007.pdf, (Zugriff: 10.02.2008).

Trianel (2008): „Trianel plant Investition in Offshore-Windpark Borkum-West II“, Trianel Pressemitteilung unter: http://www.trianel.com/trianel_cms/Trianel+D_deutsch/Presse/pressemeldungen/2008/22.01.08.htm, (Zugriff: 29.01.2008).

Tytko, D. (1999): Grundlagen der Projektfinanzierung. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.

Übelhör, M. & Warns, C. (2004): Grundlagen der Finanzierung. Heidenau: PD-Verlag, 3. Auflage.

Ueckermann, H. (1990): „Technik der internationalen Projektfinanzierung“, in: Backhaus, K. & Sandrock, O. & Schill, J. & Ueckermann, H. (Hrsg.): Projektfinanzierung – Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte einer Finanzierungsmethode für Großprojekte. Stuttgart: Poeschel, 13- 28.

Uekermann, H. (1993): Risikopolitik bei Projektfinanzierungen. Maßnahmen und ihre Ausgestaltung. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.

Viertel, R.; Kaltschmitt, M. & Tetzlaff, G. (2005): „3.000-12.000 Quadratkilometer für Offshore-Parks“, Erneuerbare Energien 03/05, 27-31.

Vries de, E. (2007): „North Sea construction. Installing monopiles for the Dutch Q7 offshore wind farm”, Renewable Energy World 05-06/07, 102-115.

Wab (Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen e.V.) (2007): Offshore, Der Wind, das Meer und die Zukunft der Energieversorgung. Bremerhaven.

Wab (Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen e.V.) (2007a): Newsletter 10/2007. Bremerhaven.

Weber, B.; Alfen, H.W. & Naser, S. (2006): Projektfinanzierung und PPP. Praktische Anleitung für PPP und andere Projektfinanzierungen. Köln: Bank Verlag.

Weinhold, N. (2005): „Teurer Grund”, neue energie 10/05, 34-38.

Weinhold, N. (2008): „Schwimmende Stromparks“, neue energie 01/08, 26-30.

Windkraft Journal (o.V.) (2007): „Bard Windlift I“, Windkraft Journal, 03/07, 18-19.

Windkraft Journal (o.V.) (2007a): „Q7: Ausgezeichnete Finanzierung“, Windkraft Journal 03/07, 10-12.

Witt, U. (2007): Hindernisse für den Start der Offshore-Windenergie, Vortrag gehalten auf der Fachtagung des Bundesverband Windenergie, 11. September 2007 in Berlin

Wolf, B. (2003):“Projektfinanzierung – die klassische Variante der Cash-Flow-Finanzierung“, in: Wolf, B.; Hill, M. & Pfaue, M. (Hrsg.): Strukturierte Finanzierungen – Projektfinanzierung, Buy-out-Finanzierung, Asset-Backed-Strukturen. Stuttgart: Poeschel, 59-123.

# ANHANG

## Anhang 1: Teilnehmer der Expertenbefragung

| Befragte Unternehmen |
|---|
| **Projektentwickler** |
| Essent Wind Deutschland GmbH, Hannover |
| Vattenfall Europe New Energy GmbH, Hamburg |
| E.on Energy Projects GmbH, München |
| RWE Innogy GmbH, Essen |
| Energiekontor AG, Bremen |
| Gesellschaft für Energie und Oekologie mbH, Enge Sande |
| Airtricity Germany Developments GmbH, Hamburg |
| **Banken** |
| Bremer Landesbank, Oldenburg |
| HSH Nordbank AG, Hamburg |
| Commerzbank AG, Hamburg |
| Hypovereinsbank, München |
| KfW IPEX-Bank GmbH, Frankfurt |
| **Anlagenhersteller** |
| REpower Systems AG, Hamburg |
| Bard Engineering GmbH, Emden |
| Nordex UK Ltd., Großbritanien |
| Vestas Offshore A/S, Dänemark |
| F+Z Baugesellschaft (Bilfinger Berger), Hamburg |
| Ed Züblin AG Offshore Wind, Stuttgart |
| Hochtief Construction AG, Bremen |
| **Versicherungen** |
| Marsh GmbH, Hamburg |
| Nordwest Assekuranzmakler GmbH & Co KG, Bremen |
| Allianz Climate Solutions GmbH, München |
| **Finanzinvestoren** |
| renergys GmbH, Ladenburg |
| Allianz Specialised Investments Ltd., London |
| Babcock & Brown GmbH, München |
| Int. Investmentbank, Frankfurt |

**Anhang 2: Interviewleitfaden**

**Expertenbefragung zu Potenzialen, Anforderungen und Hürden der Projektfinanzierung von Offshore-Windparks in Deutschland**

PRICEWATERHOUSECOOPERS
Corporate Finance Beratung GmbH

**1. Allgemeine Fragen**

Name des Befragten: _____

Position im Unternehmen: _____

Name des Unternehmens: _____

Kategorie:

☐ Sponsor/ Projektentwickler ☐ Versicherung
☐ Fremdkapitalgeber ☐ Finanzinvestor
☐ Anlagenlieferant ☐ Adviser

**2. Der Markt für Projektfinanzierung im Bereich Offshore-Windenergie**

Die Realisation wie vieler Parks erwarten Sie bis **2011**? ca. _____ Projekte/_____MW

Wie viele werden davon als Projektfinanzierung realisiert? ca._____ Projekte/_____MW

Die Realisation wie vieler Parks erwarten Sie bis **2013**? ca. _____ Projekte/_____MW

Wie viele werden davon als Projektfinanzierung realisiert? ca._____ Projekte/_____MW

Sehen Sie 25.000 MW bis 2025/30 als realistisch? ☐ Ja ☐ Nein

Wenn nein, was erwarten Sie? ca._____ Projekte/_____MW

Wie viele werden davon als Projektfinanzierung realisiert? ca._____ Projekte/_____MW

**3. Anforderungen und Entwicklungsstand im Hinblick auf eine Projektfinanzierung**

In diesem Abschnitt geht es um Ihre Einschätzung des gegenwärtigen Stands der Offshore-Windenergie mit Bezug auf die Finanzierungsfähigkeit. Zu jedem der zehn Themengebiete sollen zwei Fragestellungen betrachtet werden:

1. Welche Anforderungen stellen Sie als Unternehmen bzgl. der jeweiligen Thematik?
2. Wie beurteilen Sie den gegenwärtigen Stand der Entwicklung?
3. Beurteilen Sie die zehn Themengebiete in der rechten Spalte im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf eine Projektfinanzierung. (Bitte wenden)

## Beurteilung der Offshore-Windenergie unter Finanzierungsgesichtspunkten

| Frage: / Thema: | Welche Anforderungen stellen Sie in den einzelnen Bereichen? | Wie beurteilen Sie den gegenwärtigen Entwicklungsstand? | Bewertung | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | |
| Windprognose | | | | | |
| Genehmigung | | | | | |
| Netzanbindung | | | | | |
| Anlagentechnologie | | | | | |
| Gründung | | | | | |
| Montage | | | | | |
| O&M | | | | | |
| Versicherung | | | | | |
| Wirtschaftlichkeit | | | | | |
| Finanzierung | | | | | |

| Legende: | | = Kein Problem | | = Mittlere Herausforderung | | = Erhebliche Herausforderung |
|---|---|---|---|---|---|---|

## 2009

Richter, M. (2009): Offshore-Windenergie in Deutschland. Potenziale, Anforderungen und Hürden der Projektfinanzierung von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Unger, G. (2009): Die Operationalisierung nachhaltiger Strategiepfade für die deutsche Energieversorgung unter besonderer Berücksichtigung der erneuerbaren Energien. Masterarbeit im MBA-Studiengang Sustainability Management. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

## 2008

Albrecht, D. (2008): Management von Stakeholderbeziehungen mit dem EFQM-Modell. Untersuchung im Rahmen der Erarbeitung einer Nachhaltigkeitsstrategie der ABB Deutschland. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Beyer, M.; Freund, E.; Grün, N.; Langer, V.; Kilburg, M.; Kirchgeorg, T.; Reuter, R.; Schmitt, D.; Wiese, A.; Winterstein, M. & Wüstenberg, L. (2008): Klimaneutrale Universität. Studentischer Ergebnisbericht des Projektseminars KLIMA 2 Klimaneutrale Universität Lüneburg – Planung im Wintersemester 2007/2008. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Brugger, F. (2008): Unternehmerische Nachhaltigkeitskommunikation. Ansätze zur Stärkung unternehmerischer Nachhaltigkeit. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Esders, M. (2008): Conceptualising the Assessment of Eco-Innovation Performance. A Theory Based Framework for Deriving Eco-Innovation Key Performance Indicators and Drivers (EI-KPIs). Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Ingerowski, J.B.; Kölsch, D. & Tschochohei, H. (2008): Anspruchsgruppen in der neuen europäischen Chemikalienregulierung (REACh). Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Peylo, B. T. (2008): Ertrags-/Risikooptimierung von Nachhaltigkeitsfonds. Eine konzeptionelle und empirische Untersuchung. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Steinbach, A. (2008): Umsatzsteigerung durch Nachhaltigkeit: Potenziale und Hürden für Hersteller von Nahrungsmitteln. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Steinmüller, B. (2008): Reducing Energy by a Factor of 10 – Promoting Energy Efficient Sustainable Housing in the Western World. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

Wagner, M. (2008): Sustainability-related innovation and sustainability management. A quantitative analysis. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

## 2007

Berlemann, B. (2007): Sustainability management for the Olympic and Paralympic Games in London 2012. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V. & Institut für Umweltkommunikation.

Bundesumweltministerium (BMU); econsense & Centre for Sustainability Management (CSM) (Hrsg.) (2007): Nachhaltigkeitsmanagement in Unternehmen. Von der Idee zur Praxis: Managementansätze zur Umsetzung von Corporate Social Responsibility und Corporate Sustainability. 3. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage. Berlin/Lüneburg: BMU, econsense & CSM.

Weber, M. (2007): Towards Sustainable Entrepreneurship: A Value Creating Perspective on Corporate Societal Strategies. Discussion Paper. Lüneburg: Centre for Sustainability Management.

## 2006

Albrecht, P. (2006): Nachhaltigkeitsberichterstattung an Hochschulen. Diskussion möglicher Ansatzpunkte und ihrer Konsequenzen für die Praxis. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V. & Institut für Umweltkommunikation.

Brix, K.; Bromma, B. & Jaenisch, J. (2006): Nachhaltiges Unternehmertum. Diskussion des Konzepts an Unternehmensbeispielen vom Bionier bis zum sustainable Entrepreneur. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Fitschen, U. (2006): Umweltmanagement ausgewählter Großveranstaltungen – Effektiver Umweltschutz oder Greenwashing? Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Knolle, M. (2006): Implementierung von Sozialstandards in die Wertschöpfungskette von Bekleidungsunternehmen durch die Bildung von Kooperationen. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Pinter, A. (2006): Corporate Volunteering in der Personalarbeit: ein strategischer Ansatz zur Kombination von Unternehmensinteresse und Gemeinwohl? Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

## 2005

Hellmann, K. (2005): Formen des Biodiversitätsmanagements. Ein öffentlicher und ein unternehmerischer Ansatz im Vergleich. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Schaltegger, S. & Hasenmüller, P. (2005): Nachhaltiges Wirtschaften aus Sicht des "Business Case of Sustainability." Ergebnispapier zum Fachdialog des Bundesumweltministeriums (BMU) am 17. November 2005. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Wagner, M. (2005): An Estimation of the Total Benefit Value of the British Countryside for Recreational Activities. Discussion Paper. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

## 2004

Dubielzig, F.; Schaltegger, S. (2004): Methoden transdisziplinärer Forschung und Lehre. Ein zusammenfassender Überblick. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Herzig, C. (2004): Corporate Volunteering in Germany. Survey and Empirical Evidence. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Herzig, C. & Schaltegger, S. (2004): Nachhaltigkeit in der Unternehmensberichterstattung - Gründe, Probleme, Lösungsansätze. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Wagner, M. (2004): Firms, the Framework Convention on Climate Change & the EU Emissions Trading System. Corporate Energy Management Strategies to address Climate Change and GHG Emissions in the European Union. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Zöckler, J. (2004): Die Einführung des Emissionshandels in Deutschland. Eine polit-ökonomische Analyse unternehmerischer Interessenvertretung am Beispiel der Elektrizitätswirtschaft. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

## 2003

Burandt, S.; Döscher, K.; Fuisz, S.-K.; Helgenberger, S. & Maly L. (2003): Transdiziplinäre Fallstudien in Lüneburg. Beschreibung eines Entwicklungskonzepts hin zur Erweiterung des Curriculums an der Universität Lüneburg. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Frenzel, S. (2003): Operative Umsetzung der projektorientierten Kyoto-Mechanismen bei Kraftwerken. Erarbeitung eines Instruments. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Herzig, C.; Rheingans-Heintze, A.; Schaltegger, S. & Tischer, M. (2003): Auf dem Weg zu einem nachhaltigen Unternehmertum. Entwicklung eines integrierten Konzepts. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Herzig, C.; Rheingans-Heintze, A. & Schaltegger, S. unter Mitarbeit von Jeuthe, K. (2003): Nachhaltiges Wirtschaften im Handwerk. Stand der Praxis in Hamburg, Nordrhein-Westfalen und Thüringen. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Kim, K. (2003): Kriterien der interaktiven Unternehmenskommunikation im Internet. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Lühmann, B. (2003): Entwicklung eines Nachhaltigekeitskommunikationskonzepts für Unternehmen. Modellanwendung am Beispiel T-Mobile Deutschland GmbH. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Wagner, M. (2003): The Porter Hypothesis Revisited: A Literature Review of Theoretical Models and Empirical Tests. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

## 2002

Bilecen, E. & Kleiber, O. (2002): Erholung im Wald: Des einen Freund des anderen Leid. Kosten für Waldeigentümer und deren Einflussfaktoren. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

BMU & BDI (Hrsg.); Schaltegger, S.; Herzig, C.; Kleiber, O. & Müller, J. (2002): Nachhaltigkeitsmanagement in Unternehmen. Konzepte und Instrumente zur nachhaltigen Unternehmensentwicklung. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Figge, F. (2002): Stakeholder und Unternehmensrisiko. Eine stakeholderbasierte Herleitung des Unternehmensrisikos. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Figge, F. (2002): Stakeholder Value Matrix. Die Verbindung zwischen Shareholder Value und Stakeholder Value. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Figge, F. & Hahn, T. (2002): Environmental Shareholder Value Matrix. Konzeption, Anwendung und Berechnung. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Figge, F. & Hahn, T. (2002): Sustainable Value Added. Measuring Corporate Sustainable Performance beyond Eco-Efficiency. 2nd, revised edition. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

German Federal Ministry for the Environment and Federation of German Industries (Eds.); Schaltegger, S.; Herzig, C.; Kleiber, O. & Müller, J. (2002): Sustainability Management in Business Enterprises. Concepts and Instruments for Sustainable Development. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Hellmann, K. (2002): Ermittlung von Präferenzen verschiedener Anspruchsgruppen für die Landschaft in einem Naturschutzgebiet. Anwendung einer Conjoint-Analyse am Fallbeispiel der Lüneburger Heide. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Kim, K. (2002): Methoden zur Evaluation der Nachhaltigkeit von Unternehmen. Kategorisierung und Analyse ihrer Stakeholderorientierung. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Petersen, H. (2002): Sustainable Champions. Positionierung von Marktführern im Umweltbereich. Eine empirische Untersuchung. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Trautwein, S. (2002): Chancen und Probleme des betriebsinternen $CO_2$-Zertifikatehandels - am Beispiel des Otto Versand, Hamburg. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Wagner, M. (2002): Empirical identification of corporate environmental strategies. Their determinants and effects for firms in the United Kingdom and Germany. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Wagner, M. & Schaltegger, S. (2002): Umweltmanagement in deutschen Unternehmen - der aktuelle Stand der Praxis. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

## 2001

Burritt, R.L. & Schaltegger, S. (2001): Eco-Efficiency in Corporate Budgeting. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Deegen, T. (2001): Ansatzpunkte zur Integration von Umweltaspekten in die „Balanced Scorecard“. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Figge, F. (2001): Biodiversität richtig managen - Effizientes Portfoliomanagement als effektiver Artenschutz. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Figge, F. (2001): Wertschaffendes Umweltmanagement. Keine Nachhaltigkeit ohne ökonomischen Erfolg. Kein ökonomischer Erfolg ohne Nachhaltigkeit. Frankfurt: Fachverlag Moderne Wirtschaft in Zusammenarbeit mit PriceWaterhouseCoopers und dem Centre for Sustainability Management (CSM) e.V.

Figge, F. (2001): Environmental Value Added – ein neuer Ansatz zur Messung der Öko-Effizienz. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Figge, F.; Hahn, T.; Schaltegger, S. & Wagner, M. (2001): Sustainability Balanced Scorecard. Wertorientiertes Nachhaltigkeitsmanagement mit der Balanced Scorecard. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Hahn, T. & Wagner, M. (2001): Sustainability Balanced Scorecard. Von der Theorie zur Umsetzung. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Hroch, N. & Schaltegger, S. (2001): Wie gut berücksichtigen Umwelterklärungen und -berichte zentrale umweltpolitische Themen? Vergleichende Untersuchung am Beispiel von Angaben über $CO_2$-Emissionen und Energieverbrauch für 1995/96 und 1998/99. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Petersen, H. (2001): Gewinner der Nachhaltigkeit. Sustainable Champions. Ansätze zur Analyse von Marktführern im Umweltbereich. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Schaltegger, S.; Hahn, T. & Burritt, R.L. (2001): EMA – Links. Government, Management and Stakeholders (UN-Workbook 2). Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Schaltegger, S. & Petersen, H. (2001): Ecopreneurship – Konzept und Typologie. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Schaltegger, S. & Synnestvedt, T. (2001): The Forgotten Link Between „Green" and Economic Success. Environmental Management as the Crucial Trigger between Environmental and Economic Performance. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

Wagner, M. (2001): A review of empirical studies concerning the relationship between environmental and economic performance. What does the evidence tell us? 2nd, revised edition. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.

## 2000

Figge, F. & Schaltegger, S. (2000): Was ist „Stakeholder Value"? Vom Schlagwort zur Messung. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V. und Bank Pictet in Zusammenarbeit mit UNEP.

Figge, F. & Schaltegger, S. (2000): What is "Stakeholder Value"? Developing a catchphrase into a benchmarking tool. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V. and Bank Pictet in association with UNEP.

Figge, F. & Schaltegger, S. (2000): Qu'est-ce que la «Stakeholder Value»? Du mot-clé à sa quantification. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V. et Banque Pictet en association avec UNEP.

Schaltegger, S.; Hahn, T. & Burritt, R.L. (2000): Environmental Management Accounting – Overview and Main Approaches. Lüneburg: Centre for Sustainability Management e.V.