

MATTHIAS HOFMANN

Risikomanagement für Offshore-Windparkprojekte

Ein systematischer
Ansatz am Beispiel
Alpha Ventus



Risikomanagement für Offshore-Windparkprojekte

Matthias Hofmann

Risikomanagement für Offshore-Windparkprojekte

Ein systematischer Ansatz am Beispiel Alpha Ventus



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

AVM - Akademische Verlagsgemeinschaft München 2009
© Thomas Martin Verlagsgesellschaft, München

Umschlagabbildung: © Rebel - Fotolia.com

Alle Rechte vorbehalten. Dieses Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urhebergesetzes ohne schriftliche Zustimmung des Verlages ist unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Nachdruck, auch auszugsweise, Reproduktion, Vervielfältigung, Übersetzung, Mikroverfilmung sowie Digitalisierung oder Einspeicherung und Verarbeitung auf Tonträgern und in elektronischen Systemen aller Art.

Alle Informationen in diesem Buch wurden mit größter Sorgfalt erarbeitet und geprüft. Weder Autoren noch Verlag können jedoch für Schäden haftbar gemacht werden, die in Zusammenhang mit der Verwendung dieses Buches stehen.

e-ISBN (ePDF) 978-3-96091-108-1
ISBN (Print) 978-3-86924-792-2

Verlagsverzeichnis schickt gern:
AVM - Akademische Verlagsgemeinschaft München
Schwanthalerstr. 81
D-80336 München

www.avm-verlag.de

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Offshore-Windparks	3
2.1. Allgemeine Definition	3
2.2. Situation in Europa und Deutschland – Testfeld Alpha Ventus	5
2.3. E.ON und Offshore-Windparks	7
3. Risikomanagement	10
3.1. Theoretische Grundlagen	10
3.1.1. Definitionen – Unsicherheit, Risiko, Risikomanagement, Projekt	10
3.1.2. Phasen des Risikomanagements	15
3.1.3. Methoden zur Identifikation und Analyse von Risiken	18
3.1.4. Methoden zur Bewertung und Aggregation von Risiken	26
3.1.5. Priorisierung und Klassifizierung von Risiken	30
3.2. Risikomanagement für Projekte	36
3.3. Risikomanagement für Offshore-Windparks bei E.ON	38
3.3.1. Risikomanagement bei EEP	38
3.3.2. Risikomanagement bei E.ON UK	41
3.3.3. Risikomanagement bei E.ON Sverige	43
3.3.4. Positive Aspekte des bestehenden Risikomanagements	44
3.4. Zusammenfassung und weiteres Vorgehen	45
4. Qualitative Risiken	48
4.1. Allgemeine Systematik des Leitfadens – Projektphasen und Risikobereiche... 48	
4.1.1. Definition der Projektphasen und -ziele	49
4.1.2. Risikobereiche als Quelle von Risikoursachen	51
4.2. Identifikation verschiedener Arten von Risiken	55
4.2.1. Identifikation allgemeiner Projektmanagementrisiken	56
4.2.2. Identifikation typischer Offshore-Projektrisiken	57
4.2.3. Identifikation projektspezifischer Risiken über Risikobereiche	61
4.3. Qualitative Bewertung der Risiken	61
4.4. Anwendung des Risikokatalogs	62
4.5. Priorisierung durch Risikoportfolio	63
4.6. qualitative Risiken bei Borkum-West	64
5. Quantitative Risiken	66
5.1. Aufstellung Standardrisikomodell	66
5.1.1. Bewertungsbasis	66
5.1.2. Auszuschließende Risiken und Tiefe der Betrachtung	67
5.1.3. Standardrisikomodell für Offshore-Projekte	68
5.2. Spezifisches Risikomodell für Alpha Ventus	77

5.3. Quantifizierung der Inputfaktoren.....	79
5.3.1. Objektive Wahrscheinlichkeiten	79
5.3.2. Subjektive Wahrscheinlichkeiten.....	80
5.3.3. Abhängigkeiten, Korrelation und Regression	89
5.3.4. Standardansatz zur Vorgehensweise bei der Quantifizierung.....	90
5.3.5. Quantifizierung Alpha Ventus	94
5.4. Ermittlung Gesamtrisiko und Interpretation der Ergebnisse.....	95
5.4.1. Monte-Carlo-Simulation als geeignetes Verfahren.....	95
5.4.2. Interpretation des Simulationsergebnisses	98
5.4.3. Durchführung der Simulation für Alpha Ventus.....	98
6. Risikosteuerung	102
6.1. Grundstrategien von Maßnahmen	102
6.2. Anwendung der Grundstrategien	104
6.3. Entscheidung bei alternativen Maßnahmen	107
6.4. Maßnahmen für spezifische Risiken am Beispiel Alpha Ventus.....	109
6.4.1. Generelle Maßnahmen für zeitliche und nicht identifizierte Risiken	110
6.4.2. Maßnahmen für Offshore-Projektrisiken	110
6.5. Überwachung der Umsetzung und Wirksamkeit der Maßnahmen	113
7. Schlussbetrachtung	114
Literaturverzeichnis.....	116
Anhang.....	125
A. Risikoarten bei EEP	125
B. Stichwörter für HSE-Studien bei E.ON UK.....	126
C. Risikobaum E.ON Sverige.....	127
D. Struktur der Risikobereiche.....	128
E. Zusammenfassung der aufgetretenen Probleme bei existierenden Windparks.....	129
F. Leitfaden	130
G. Qualitative Risiken im Projekt Alpha Ventus	133
H. Wetter und Logistikmodell.....	133
I. Risikomodell mit mathematischen Beziehungen.....	134
J. Formulare zur Abgabe von den Expertenschätzungen	137
K. Unternehmensbewertungstool.....	143
L. Einzufordernde Informationen bzw. Daten bei Ausschreibung	149
M. Inputdaten.....	150
N. Subjektive Bewertung	151
O. Wetterdaten	153

P.	Berechnung von α	154
Q.	Vergleich verschiedener Maßnahmen	155

Abkürzungsverzeichnis

AG - Aktiengesellschaft

AWZ – außerordentliche Wirtschaftszone (seewärts der 12 Seemeilen-Grenze und bis zu 200 Seemeilen ins Meer)

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BSH – Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

CM – Controller Magazin

DHI – Danish Hydraulic Institute

DIN – Deutsche Industrienorm

DNV – Det Norske Veritas

DOTI - Deutsche Offshore-, Testfeld- und Infrastrukturgesellschaft

E.ON – kurz für E.ON AG, deutscher Energiekonzern

EAR – erection all risk

CAR – construction all risk

EEA – E.ON Energie AG, Tochterunternehmen der E.ON AG

EEG – Erneuerbare Energien Gesetz

EEP – E.ON Energy Projects GmbH

EW – Erwartungswert

EW_0 – Erwartungswert des Risikos für den Basisfall

EW_x – Erwartungswert des Risikos nach Umsetzung der Maßnahme x

GA – Geschäftsanweisung

GmbH – Gesellschaft mit beschränkter Haftung

HSE – Health, Safety and Environment

IEA – International Energy Agency

InPBschlG – Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz

K_x – Kosten der Maßnahme x

KonTraG – Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich

KR – Konzernrichtlinie

MW – Megawatt

NASA – National Aeronautics and Space Administration (amerikanische Luft- und Raumfahrtorganisation)

R – Referenzwert des Risikos

R_0 – Referenzwert des Risikos für den Basisfall

R_x – Referenzwert des Risikos nach Umsetzung der Maßnahme x

sm – Seemeilen

ST – Streuung

ST_0 – Streuung des Risikos für den Basisfall

ST_x – Streuung des Risikos nach Umsetzung der Maßnahme x

UK – United Kingdom

WEA – Windenergieanlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufbau Offshore-Windpark	3
Abbildung 2: Gründungsarten	4
Abbildung 3: Geplante Offshore-Windparks in Deutschland	6
Abbildung 4: Position Offshore-Testfeld Borkum West	7
Abbildung 5: E.ON Energy Projects GmbH als Teil des E.ON Konzerns	8
Abbildung 6: Offshore-Windparks von E.ON in Europa	9
Abbildung 7: Unterscheidung von Unsicherheit, Ungewissheit und Risiko	11
Abbildung 8: Unterscheidung des Risikos I	12
Abbildung 9: Unterscheidung des Risikos II	13
Abbildung 10: Phasen des Risikomanagements	17
Abbildung 11: Fehlerbaum- und Ereignisbaumanalyse	24
Abbildung 12: Einflussdiagramm	25
Abbildung 13: Ablauf der Risikoanalyse	29
Abbildung 14: Value at Risk des Gewinns bei 95% Konfidenzniveau	32
Abbildung 15: Möglichkeiten der Unterteilung von Risiken in einem Risikoportfolio	33
Abbildung 16: Equi-Risk-Contour-Methode	35
Abbildung 17: grafische Darstellung der ABC-Analyse	36
Abbildung 18: Ablauf der Risikoberichterstattung bei E.ON Energy Projects ..	40
Abbildung 19: Zeitpunkte zur Durchführung der Risikokataloge	41
Abbildung 20: Baumstruktur der Risiken bei E.ON Sverige	43
Abbildung 21: Ablauf des Risikomanagementprozesses	46
Abbildung 22: allgemeine Systematik zur Identifikation von Risiken	49
Abbildung 23: typische Phasen eines Offshore-Windparkprojekts	50
Abbildung 24: interne und externe Risikobereiche	53
Abbildung 25: Einflussfaktoren auf das Projekt	55
Abbildung 26: Auszug aus dem Leitfaden	60
Abbildung 27: Priorisierung durch Risikoportfolio	64
Abbildung 28: Risikoportfolio der qualitativen Risiken für Borkum West	65
Abbildung 29: Zusammensetzung des Kostenrisikos	69
Abbildung 30: Netzplan der Projektphasen zur Ermittlung Zeitrisiko	70
Abbildung 31: Einzelrisiken der Fertigung	70
Abbildung 32: Einzelrisiken der Offshore-Montage	72
Abbildung 33: Einzelrisiken der Projektadministration	73
Abbildung 34: Aufbau des Wettermodells	75
Abbildung 35: Mathematische Verknüpfung der Risiken zur Ermittlung des Zeitriskos in der Fertigungsphase	76
Abbildung 36: Ablauf des Modells	77
Abbildung 37: berücksichtigte Einzelrisiken bei Borkum West	78

Abbildung 38: Netzplan der Projektphasen für Borkum West	79
Abbildung 39: Darstellung der Eintrittswahrscheinlichkeit mit Binomialverteilung und der Auswirkung mit Dreiecksverteilung	87
Abbildung 40: Vergleich von einfacher Durchschnittsbildung und diskreter Kombination	88
Abbildung 41: Verwandte Schätzmethoden für verschiedene Risiken.....	91
Abbildung 42: Formular zur Abgabe der Schätzungen für das Bodenrisiko.....	92
Abbildung 43: Kosten- und Zeitrisiko des Projekts Borkum West	99
Abbildung 44: zusätzliche Kosten als Risikoverteilung	100
Abbildung 45: Aufschlüsselung der Risikokosten	101
Abbildung 46: Möglichkeiten der Risikosteuerung	102
Abbildung 47: Normstrategien der Risikobehandlung	104
Abbildung 48: Risikobaum zur Identifikation von Risiken bei E.ON Sverige	127
Abbildung 49: Leitfaden für Genehmigungs- und Planungsphase	130
Abbildung 50: Leitfaden für die Beschaffungsphase vor Vertragsabschluss...	131
Abbildung 51: Leitfaden für die Beschaffungsphase nach Vertragsabschluss.	131
Abbildung 52: Leitfaden für die Phase der Montagearbeiten on- und offshore	132
Abbildung 53: Leitfaden für Phase des Probebetriebs und der Abnahme.....	132
Abbildung 54: mathematisches Modell zur Ermittlung des Zeitriskos in der Fertigungsphase	134
Abbildung 55: mathematisches Modell zur Ermittlung des Zeitriskos in der Montagephase	135
Abbildung 56: mathematisches Modell zur Ermittlung Kostenrisikos in der Fertigungsphase	135
Abbildung 57: mathematisches Modell zur Ermittlung des Kostenrisikos in der Montagephase	136
Abbildung 58: mathematisches Modell zur Ermittlung des Kostenrisikos aus der Projektadministration	136
Abbildung 59: Schätzformular für das Insolvenzrisiko	137
Abbildung 60: Schätzformular für das Risiko der Vertragstreue.....	138
Abbildung 61: Schätzformular für das Risiko der Leistungsfähigkeit	139
Abbildung 62: Schätzformular für Nachforderungsrisiko	140
Abbildung 63: Schätzformular für die Montagekosten offshore	141
Abbildung 64: Schätzformular für das Bodenrisiko	141
Abbildung 65: Schätzformular für den Personalbedarf	142
Abbildung 66: Schätzformular für die Personalkosten	142
Abbildung 67: Schätzformular für das Fremdleistungsrisiko	143
Abbildung 68: Abhängigkeit der Wellenhöhe von der Windgeschwindigkeit.	154

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Checkliste für Risiken bei Windparks von E.ON Energy Projects ...	39
Tabelle 2: Vergleich verschiedener Kategorien von Risikobereichen in der Literatur	52
Tabelle 3: Checkliste zur Identifikation von Projektmanagementrisiken.....	57
Tabelle 4: Klasseneinteilung für Eintrittswahrscheinlichkeit und Verzögerung	62
Tabelle 5: Standardformat des Risikokatalogs zur Erfassung der Risiken.....	63
Tabelle 6: Klasseneinteilung für Kosten für das Projekt Borkum West.....	64
Tabelle 7: Übersicht über subjektiv bewertete Faktoren	94
Tabelle 8: Stabilität der Simulationsergebnisse	99
Tabelle 9: Referenzwert und Auswirkung auf das Gesamtkostenrisiko verschiedener Maßnahmen.....	111
Tabelle 10: Unterkategorien von Risikoarten bei EEP	125
Tabelle 11: kompletter Katalog der Risikobereiche mit Beispielen	128
Tabelle 12: Übersicht über Probleme in Windparks	129
Tabelle 13: vorläufiger Risikokatalog des Projekts Borkum West.....	133
Tabelle 14: Ecktermine der einzelnen Projektphasen	150
Tabelle 15: Einsatzgrenzen für verschiedene Offshore-Arbeiten	150
Tabelle 16: benötigte Tage mit Wetter innerhalb der Einsatzgrenzen für verschiedene Offshore-Arbeiten	151
Tabelle 17: Insolvenzrisiko bei Borkum West.....	151
Tabelle 18: Risiken aus der technischen Leistungsfähigkeit	151
Tabelle 19: Risiken aus Nachforderungen in der Fertigungsphase	152
Tabelle 20: Offshore-Montagekosten pro Tag.....	152
Tabelle 21: Risiken aus den Bodenverhältnissen.....	152
Tabelle 22: Risiko des erhöhten Personalbedarfs	152
Tabelle 23: Personalkosten pro Tag.....	152
Tabelle 24: Risiko erhöhten Bedarfs nach Fremdleistungen	152
Tabelle 25: Parameter für die Weibullverteilung für die Wellenhöhen nach Monat.....	153
Tabelle 26: Parameter für die Weibullverteilung für die Windgeschwindigkeiten nach Monat	153

1. Einleitung

Der politische Wille die regenerativen Energien und im Besonderen die Windkraft verstärkt zu nutzen führt zu einer starken Zunahme der Windparks. Jedoch nimmt die Anzahl der windhöfigen Standorte am Land ab, weshalb geplant ist zukünftig Windparks auf See, „offshore“, zu errichten. In Deutschland steht diese Entwicklung am Anfang und E.ON partizipiert daran. Die Projekte zur Errichtung von Windparks auf hoher See sind aber aufgrund der mangelnden Erfahrung und den extremen Umweltbedingungen mit hohen Risiken verbunden. Daher ist die Anwendung eines gut strukturierten Risikomanagements für diese Projekte unerlässlich.

Der Fokus dieses Buch liegt auf der Entwicklung eines Risikomanagementprozesses für Offshore-Windparkprojekte. Dies wurde in Zusammenarbeit mit E.ON Energy Projects¹ (EEP) erreicht, da EEP als Projektbeteiligter am ersten deutschen Offshore-Windpark Alpha Ventus großes Interesse an dieser Thematik hat. EEP benötigt eine Systematik, welche die Identifikation, Bewertung und Steuerung der Risiken gewährleistet. Durch die beispielhafte Anwendung der entwickelten Risikomanagementsystematik bei dem Projekt Testfeld Borkum West wird überprüft, wie praktikabel diese ist.

Die vorliegende Arbeit ist in fünf Abschnitte unterteilt. Der erste Abschnitt stellt die aktuelle Situation bei der Entwicklung von Offshore-Windparks in Europa vor. Anschließend beschreibt der zweite Abschnitt die theoretische Basis des Risikomanagements, die aus der Definition der wichtigsten Begrifflichkeiten und den für das Risikomanagement gängigen Methoden besteht. An dieser Stelle erfolgt der Vergleich von bestehenden Risikomanagementsystemen bei Projekten innerhalb und außerhalb E.ON's. Auf dieser Grundlage wird eine neue Systematik für das Risikomanagement bei Offshore-Windparks ausgearbeitet. Die beiden folgenden Abschnitte behandeln den Aufbau dieser Systematik. Bei der Identifikation und Bewertung wird zwischen qualitativen und quantitativen Risiken unterschieden. So beschäftigt sich der dritte Abschnitt mit der Entwicklung eines Leitfadens zur systematischen Identifikation der qualitativen Risiken und wie diese hinsichtlich ihrer Wichtigkeit bewertet und dargestellt werden. Im vierten Abschnitt führt der Autor die Quantifizierung der Risiken mit einem Simulationsmodell auf Basis der Monte-Carlo-Methode durch. Durch die Anwendung des Simulationsmodells wird das Kostenrisiko für das gesamte Projekt ermittelt. Der letzte Abschnitt behandelt die Fragestellung, wie die identifizierten Risiken mit Hilfe von Maßnahmen verringert werden. Dabei

¹ Die Arbeit wurde im Zeitraum Oktober 2006 bis Juni 2007 bei EEP erstellt und repräsentiert daher den damals gültigen Erkenntnisstand in Form von Projektfortschritt und der internen Organisation von E.ON.

wird dargestellt, welche Maßnahmen einerseits überhaupt durchzuführen sind und welche Maßnahme beim Vorliegen mehrerer Möglichkeiten zu bevorzugen ist.

2. Offshore-Windparks

In diesem Kapitel wird der Begriff des Offshore-Windparks näher erläutert, um ein gemeinsames Verständnis zu etablieren. Der Stand der derzeitigen Entwicklung in Europa und Deutschland bei Offshore-Windparks wird ebenso umrissen, wie die Ambitionen, welche der E.ON-Konzern im Bereich der Offshore-Windparks hat. So soll verdeutlicht werden, welche Bedeutung Offshore-Windparkprojekte und damit verbunden das Risikomanagement für diese Projekte hat.

2.1. Allgemeine Definition

Als Offshore-Windparks werden im Allgemeinen auf See errichtete Windanlagen bezeichnet. Das Erneuerbare Energien Gesetz, kurz EEG, definiert den Begriff der Offshore-Anlage noch genauer durch die Beschränkung auf Windanlagen mit einem Mindestabstand von 3 Seemeilen von der Küstenlinie². Die Windanlagen werden mit Hilfe einer Gründung stabil mit dem Meeresboden verankert und durch ein Unterseekabel innerhalb des Parks mit einer Transformatorplattform elektrisch verbunden. Auf dieser Plattform wird die Elektrizität auf eine höhere Spannung umgewandelt und dann zum Land geleitet, wo sie über eine Umspannstation in das nationale Netz eingespeist wird.

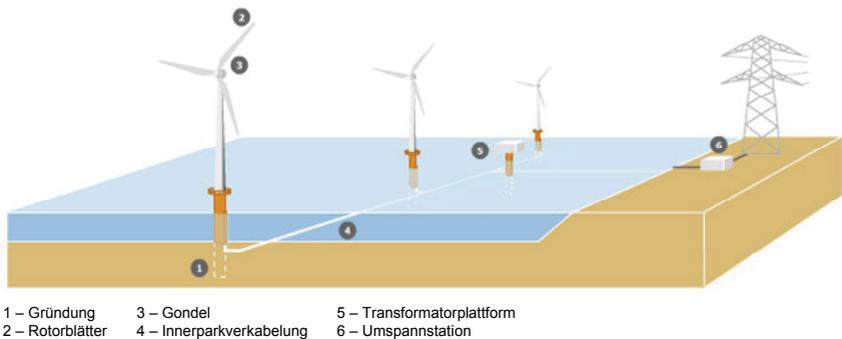


Abbildung 1: Aufbau Offshore-Windpark³

Die Gründung der Windanlagen kann auf verschiedene Art und Weise erfolgen und viele Konzepte sind entwickelt wurden⁴. Zum jetzigen Zeitpunkt

² laut EEG §10 (3), siehe Bundesgesetzblatt 2004

³ Quelle: www.bwea.com/offshore/how.html

erweisen sich vor allem 4 Ansätze als realistisch und umsetzbar. Welche Art der Gründung bei den jeweiligen Projekten zur Anwendung kommt, hängt vor allem von den spezifischen Standortbedingungen ab.

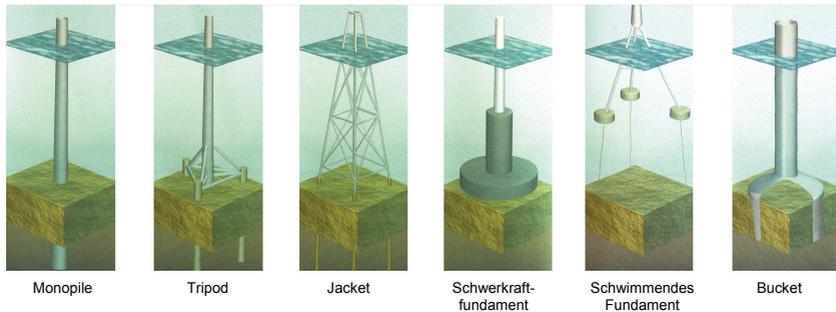


Abbildung 2: Gründungsarten⁵

Das *Schwerkraftfundament* ist der Gründungstyp der bei Offshore-Windparks am längsten zum Einsatz kommt⁶. Das Fundament besteht meist aus Beton und wird nicht mit dem Boden verankert, sondern hält die Position nur aufgrund seiner enormen Masse. Dieser Gründungstyp ist am wirtschaftlichsten in geringen Tiefen, da bei größeren Tiefen das benötigte Gewicht zu groß wird.

Die Einpfahlkonstruktion, auch *Monopile* genannt, ist die am häufigsten eingesetzte Gründungsart⁷. Bei dieser Technik wird ein Pfahl aus Stahl soweit in den Meeresboden getrieben bis genügend Stabilität für die Windanlage gewährleistet ist.

Weitere Gründungen basierend auf Stahl sind das Dreibein, auch als *Tripod*⁸ bezeichnet, und die Gitterkonstruktion, auch *Jacket*⁹ genannt. Diese werden aber bisher noch nicht in größerem Maßstab bei Offshore-Windparks eingesetzt und befinden sich noch in der Erprobung, was vor allem an ihrem komplexeren Aufbau liegt. Beim Tripod werden die Kräfte über drei Beine in den Meeresboden geleitet. Der Jacket ist gerüstartig aufgebaut und besteht aus vier Beinen. Diese beiden Gründungsarten werden mit Hilfe von großen

⁴ vgl. Schaumann et al. 2004, S. 3 ff.; Weinhold 2005

⁵ Quelle: Weinhold 2005, S. 36 f.

⁶ Einsatz zum Beispiel bei Mittelgrundten

⁷ Einsatz zum Beispiel bei Horns Rev

⁸ bisher nur Prototyp auf Land im Einsatz für eine M5000 in Bremerhaven

www.multibrid.com

⁹ Einsatz im Beatricetestfeld, siehe www.beatricewind.co.uk und Bruhns 2007