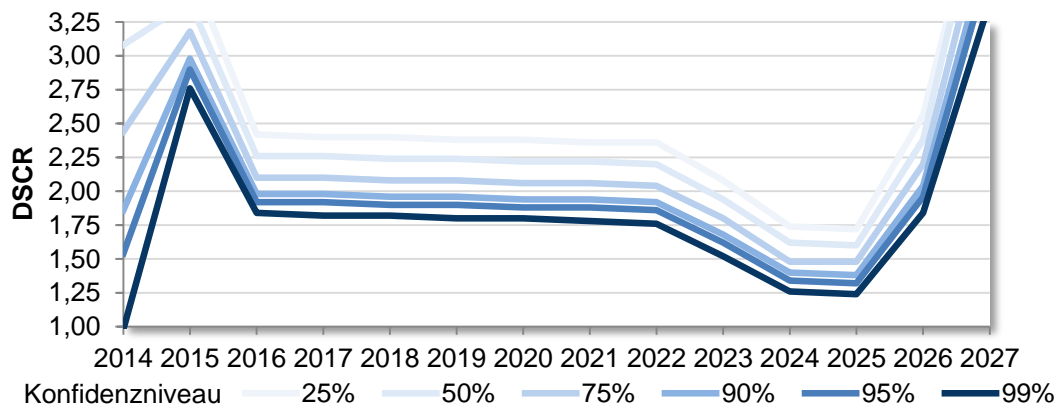
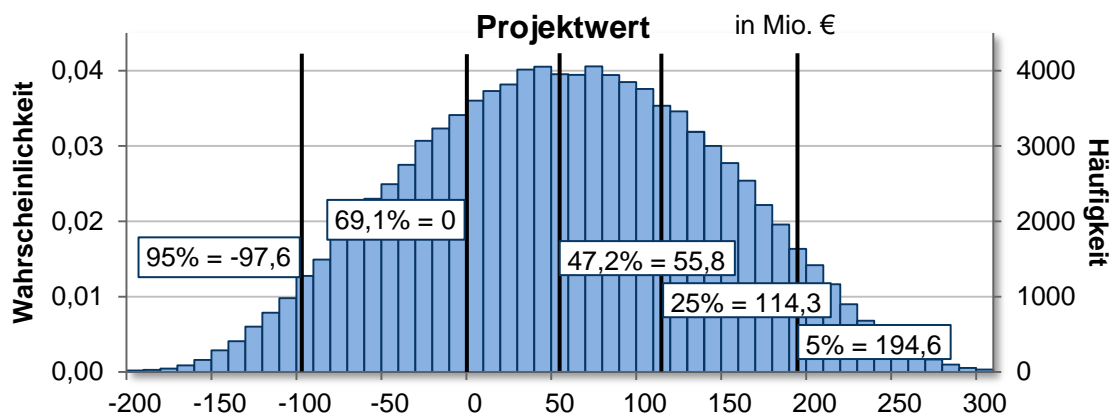


Projektfinanzierung und Risikomanagement von Offshore- Windparks in Deutschland

André Koukal², und Michael H. Breitner³



¹ Kopien oder eine PDF-Datei sind auf Anfrage erhältlich: Institut für Wirtschaftsinformatik, Leibniz Universität Hannover, Königsworther Platz 1, 30167 Hannover (www.iwi.uni-hannover.de).

² Diplom-Ökonom und Doktorand, Institut für Wirtschaftsinformatik (koukal@iwi.uni-hannover.de).

³ Professor für Wirtschaftsinformatik und Betriebswirtschaftslehre und Direktor des Instituts für Wirtschaftsinformatik (breitner@iwi.uni-hannover.de).

Inhaltsverzeichnis

Abstract	1
1. Einführung, Motivation und Zielsetzung	2
2. Entwicklung und Rahmenbedingungen der Offshore-Windenergie	3
2.1. Die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie	3
2.2. Rahmenbedingungen in Deutschland.....	4
2.3. Entwicklungsstand der deutschen Offshore-Windenergie-Projekte.....	5
3. Technische und wirtschaftliche Aspekte von Offshore-Windparks	6
3.1. Wesentliche Aspekte und Komponenten.....	6
3.2. Kostenüberblick	7
4. Projektfinanzierung und Risikomanagement	9
4.1. Grundlagen der Projektfinanzierung	9
4.2. Risikomanagement bei Projektfinanzierungen	12
5. Fallbeispiel eines fiktiven Offshore-Windparks in Deutschland	20
5.1. Vergütung des eingespeisten Stroms.....	20
5.2. Investitions- und Betriebskosten.....	21
5.3. Finanzierung, Abschreibungen und Steuern	22
5.4. Risikoidentifizierung, -bewertung und -analyse	22
5.5. Discounted Cash-Flow-Modell.....	27
5.6. Resultate.....	30
6. Fazit und Ausblick	34
Literatur- und Quellenverzeichnis	35

Abstract

In der vorliegenden Arbeit werden zunächst die aktuellen Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergie in Deutschland betrachtet, um in Verbindung mit der Darstellung relevanter technischer und wirtschaftlicher Aspekte von Offshore-Windparks die Grundlagen zu schaffen, sich mit dem Problemfeld der Projektfinanzierung und dem Risikomanagement von Offshore-Windenergieprojekten auseinanderzusetzen. Die Projektfinanzierung erweist sich insbesondere vor dem Hintergrund hoher Investitionssummen von über 1 Mrd. Euro für einen Offshore-Windpark mit 400 MW Leistung als eine Möglichkeit zur Realisierung entsprechender Projekte. Vor diesem Hintergrund wird ein Discounted Cash-Flow-Modell in Kombination mit einer Monte Carlo-Simulation zur Bewertung von Offshore-Windenergieprojekten sowie zur Messung und zum Management von Risiken vorgestellt. Um die speziellen Anforderungen der Fremdkapitalgeber bei Projektfinanzierung abzudecken, werden Finanzkennzahlen wie der Schuldendeckungsgrad berechnet. Abschließend wird ein Fallbeispiel eines fiktiven Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee simuliert, um das entwickelte Modell zu validieren und generelle Aussagen über die Wirtschaftlichkeit deutscher Offshore-Windenergieprojekte zu treffen.

1. Einführung, Motivation und Zielsetzung

Die in der jüngeren Vergangenheit verstärkte Auseinandersetzung mit den globalen Folgen des Klimawandels und Ereignisse wie der Atomunfall von Fukushima haben ein politisches und gesellschaftliches Umdenken im Bereich der Energieerzeugung bewirkt. Der Wandel der Energiewirtschaft von der heutigen Struktur zu einer auf erneuerbare Energien basierenden Energieerzeugungslandschaft wird dabei in Deutschland bereits seit längerem angestrebt. Dabei wird Offshore-Windparks (OWP) eine große Bedeutung beigemessen indem ihr Anteil an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 auf bis zu 15 Prozent des gesamten Stromverbrauchs ausgebaut werden soll.⁴ Die zur Zielerreichung beschlossenen Förderanreize haben in der Vergangenheit allerdings nicht ausgereicht, um den Ausbau zu beschleunigen, so dass die realisierte Kapazität weit hinter den Planungen zurückgeblieben ist. Um verbesserte Anreize zum weiteren Ausbau zu setzen, wurde das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz (Infrastrukturgesetz)⁵ im Jahr 2006, sowie eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)⁶ in den Jahren 2008 und 2011 beschlossen. Bisher errichtete OWP wurden überwiegend durch große Energieversorgungsunternehmen (EVU) finanziert. Erst im Jahr 2006 wurde mit dem niederländischen Windpark „Q7“ (heute Prinzess Amalia) das erste Offshore-Windparkprojekt im Rahmen einer Projektfinanzierung realisiert. Mit dem Ausbruch der Finanzkrise Mitte des Jahres 2008 kam die Finanzierungsbereitschaft der Banken durch eine größere Risikoaversion jedoch zum Erliegen.⁷ Vor dem Hintergrund der Schuldenkrise und der Suche nach alternativen Anlagemöglichkeiten zu Staatsanleihen rückt die Finanzierung von OWP verstärkt in den Fokus von Finanzinvestoren.⁸ Damit erlangt auch die Projektfinanzierung und damit das Risikomanagement von OWP wieder eine zunehmende Bedeutung im Rahmen des weiteren Ausbaus der Offshore-Windenergie in Deutschland.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, eine fundierte Aussage über die Wirtschaftlichkeit von OWP in Deutschland zu treffen, die im Rahmen einer Projektfinanzierung errichtet und betrieben werden. Darin eingeschlossen ist die Identifikation und Analyse einzelner Risikofaktoren. Die zentrale Forschungsfrage lautet: Welche Anforderungen gelten im Rahmen der Projektfinanzierung und des Risikomanagements eines OWP in Deutschland und welche Auswirkungen ergeben sich dadurch auf die Wirtschaftlichkeit entsprechender Projekte?

Auf Grund einer kleinen Zahl realisierter Offshore-Windenergieprojekte mit größerer Kapazität, von denen zudem nur ein geringer Anteil im Rahmen einer Projektfinanzierung realisiert wurde, basieren die theoretischen Überlegungen zur Projektfinanzierung und zum Risikomanagement auf einschlägiger wissenschaftlicher Literatur aus dem allgemeinen finanzwirtschaftlichen Bereich. Für den Einbezug technischer Aspekte wird auf eine Wissensbasis zurückgegriffen, die auf Erkenntnissen aus der Onshore-Windenergie und von bereits errichteten OWP basiert. Daneben wurden Studien berücksichtigt, bei denen Umfragen unter Projektentwicklern von deutschen Offshore-Windparkprojekten durchgeführt wurden oder sich mit der Marktentwicklung und den Rahmenbedingungen sowie der Gesamtsituation des Offshore-Marktes in Deutschland auseinandersetzt wurde. Die gewonnenen Erkenntnisse werden in ein finanzwirtschaftliches Modell zur Projektbewertung überführt. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse werden mit Verfahren der Risikoanalyse analysiert und bewertet, so dass Aussagen über die Wirtschaftlichkeit eines Windparks getroffen werden können.

⁴ Vgl. BMU (2002), S. 7.

⁵ Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBeschlG).

⁶ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).

⁷ Vgl. KPMG (2010), S. 66.

⁸ Vgl. ZEIT ONLINE (2011).

2. Entwicklung und Rahmenbedingungen der Offshore-Windenergie

2.1. Die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie

Die Realisierung der weltweit ersten Offshore-Windenergieanlagen (WEA) erfolgte im Jahr 1990. Der erste Offshore-Windpark (OWP) mit elf WEA wurde 1991 in Dänemark mit einer Gesamtleistung von 4,95 Megawatt errichtet. Die Entwicklung in den neunziger Jahren ist durch den Aufbau von WEA mit Leistungen zwischen 450 und 600 Kilowatt gekennzeichnet. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht hat sich gezeigt, dass die geringen Projekt- und Anlagengrößen nicht ausreichen, um die Projekte wirtschaftlich zu betreiben.⁹ Im Jahr 2000 wurden die ersten WEA mit Leistungen von 1,5 bis 2 Megawatt errichtet. Mit dem Bau von zwei WEA der fünf-Megawatt-Klasse wurde in Großbritannien im Jahr 2006 ein weiterer vorläufiger Rekord sowohl in Bezug auf die Anlagengröße als auch in Bezug auf die Wassertiefe von 45 Metern, in der die Anlage errichtet wurde, aufgestellt.¹⁰ Der erste größere OWP in Deutschland wurde im Jahr 2009 45 Kilometer nördlich der Insel Baltrum in 40 Meter tiefem Wasser errichtet. „alpha ventus“ besteht aus 12 WEA der fünf Megawatt-Klasse, davon je sechs der Herstellers REpower und AREVA Wind.¹¹ Im Frühjahr 2011 wurde der erste kommerzielle deutsche OWP in der Ostsee mit 21 WEA und einer Gesamtleistung von 48 Megawatt errichtet.¹² Per Stand zum 1. August 2011 sind vom Offshore-Windpark „BARD Offshore 1“, der sich 90 Kilometer nordwestlich der Insel Borkum in rund 40 Meter tiefem Wasser befindet, bereits 16 Anlagen errichtet und damit eine Nennleistung von 80 Megawatt am Netz.¹³

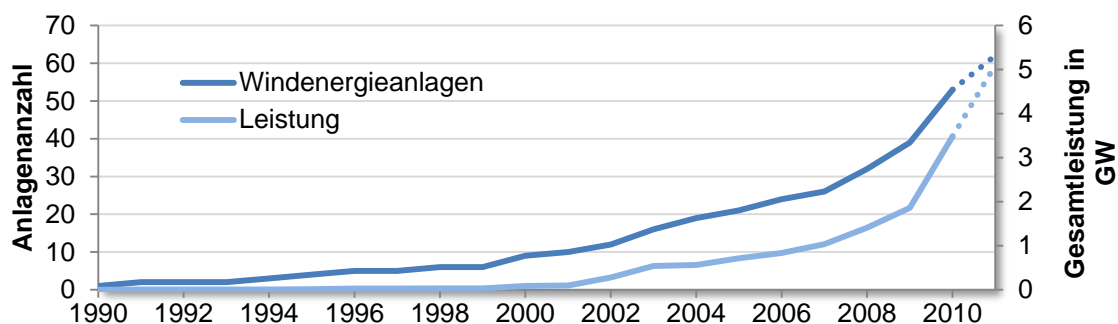


Abbildung 1: Internationale Entwicklung von Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Recherche und Berechnung, Stand 1. August 2011

Abbildung 1 zeigt die weltweite Entwicklung der Anzahl an OWP und die installierte Nennleistung in Gigawatt. Erst durch die Errichtung von WEA mit höheren Leistungen konnte ab dem Jahr 2000 die Gesamtleistung signifikant gesteigert werden. Am 1. August 2011 sind insgesamt 57 Offshore-Windenergieprojekte mit einer Gesamtleistung von 3.528 Megawatt in Betrieb. Etwa dreieinhalb Jahre zuvor waren es am 1. Januar 2008 erst 26 Projekte mit einer Gesamtleistung von rund 1.034 Megawatt. Die Nennleistung in Betrieb beträgt in Deutschland zum 1. Juli 2011 insgesamt 200,3 Megawatt. Im Vergleich dazu betrug die installierte Nennleistung gegen Ende des Jahres 2007 lediglich sieben Megawatt bei einer weltweiten Gesamtnennleistung von rund einem Gigawatt.¹⁴ Die OWP in Deutschland wurden wesentlich später errichtet als die Windparks im Ausland, wodurch auf leistungsfähigere WEA zurückgegriffen werden kann.

⁹ Vgl. Kühn (2002), S. 77.

¹⁰ Vgl. Richter (2009), S. 11.

¹¹ Vgl. DOTI (2011).

¹² Vgl. 4C Offshore (2011).

¹³ Vgl. BARD Engineering (2011).

¹⁴ Vgl. Richter (2009), S. 12.

2.2. Rahmenbedingungen in Deutschland

Die bisherige Entwicklung der Offshore-Windenergie zeigt, dass Deutschland im Vergleich mit anderen Ländern erst spät mit der Nutzung der Offshore-Windenergie begonnen hat. Die Ursachen dieser Entwicklung lassen sich in den Rahmenbedingungen in Deutschland finden.

2.2.1. Politische Rahmenbedingungen

Die Bundesregierung hat Anfang des Jahres 2002 ihre Ausbauziele für die Offshore-Windenergie definiert. Diese sahen für das Jahr 2006 eine installierte Nennleistung von 500 Megawatt und für das Jahr 2010 eine Nennleistung von 2.000 bis 3.000 Megawatt vor. Beide Ausbauziele wurden deutlich verfehlt, da sich zum 1. August 2011 erst 52 WEA mit einer Nennleistung von 200,3 Megawatt in Betrieb befinden. An dem langfristigen Ausbauziel mit einer installierten Leistung von 20.000 bis 30.000 Megawatt im Jahr 2025 bis 2030 wird allerdings weiter festgehalten.

2.2.2. Rechtliche Rahmenbedingungen

Für OWP sind unter ökonomischen Aspekten das Erneuerbare Energien Gesetz und das Infrastrukturgesetz besonders relevant.¹⁵ Im EEG werden die Vergütungsstrukturen für Strom aus erneuerbaren Energien geregelt. Seit dem Inkrafttreten der ersten Fassung am 29. März 2000 wurde das EEG mehrfach angepasst. Die aktuellste Fassung wird am 1. Januar 2012 in Kraft treten. Im EEG 2012 ist eine Grundvergütung von 3,5 Cent pro kWh vorgesehen. Daneben gibt es eine Wahlmöglichkeit zwischen einer erhöhten Anfangsvergütung in Höhe von 15 Cent pro kWh, die für eine Dauer von 12 Jahren gezahlt wird und dem Stauchungsmodell, das eine Vergütung in Höhe von 19 Cent pro kWh für eine Dauer von 9 Jahren vorsieht. Zusätzlich wird eine standortdifferenzierte Vergütung in Höhe von 15 Cent pro kWh für Strom aus OWP, die in einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen zur Küste stehen, für eine Dauer von 0,5 Monaten für jede zusätzliche volle Seemeile Küstenentfernung und für eine Dauer von 1,7 Monaten für jeden weiteren Meter Wassertiefe, der über eine Tiefe von 20 Meter hinausgeht, gezahlt. Am 17. Dezember 2007 ist das Infrastrukturgesetz in Kraft getreten. In Verbindung mit dem Erneuerbare-Energien-Neuregelungsgesetz (EENeuRegG)¹⁶ verpflichtet das Gesetz die Netzbetreiber zur Errichtung einer Netzanbindung für OWP, deren Bau bis zum Ende des Jahres 2015 begonnen wird. Der nächstgelegene Netzbetreiber ist zur vollständigen Netzanbindung des Windparks vom Umspannwerk auf See bis zum Netzanschlusspunkt zuständig. Die Investoren profitieren somit von einer erheblichen finanziellen Entlastung, da die Netzanbindung einen Anteil von 20 Prozent¹⁷ bis zu 33 Prozent der Gesamtinvestitionskosten ausmacht.¹⁸ Zusätzlich gehen die Leistungsverluste der Stromübertragung durch die Seekabel zu Lasten der Netzbetreiber.¹⁹

2.2.3. Geografische Bedingungen

Deutschland hat auf Grund seiner geringen Küstenlänge nur eine kleine Meeresfläche, die potenziell für die Nutzung der Offshore-Windenergie zur Verfügung steht. Auf Grund von geschützten Gebieten wie Nationalparks bleiben zur Nutzung fast ausschließlich Standorte mit einer großen Entfernung zur Küste, die sich in der ausschließlichen Wirtschaftszo-

¹⁵ Vgl. Richter (2009), S. 13.

¹⁶ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (EENeuRegG).

¹⁷ Vgl. Technische Universität Berlin (2008).

¹⁸ Vgl. Richter (2009), S. 14.

¹⁹ Vgl. Lönker (2006), S. 22 ff.

ne(AWZ) befinden.²⁰ Zum Großteil sind diese Gebiete durch eine Wassertiefe von 20 bis 40 Metern und eine Entfernung zur Küste von mehr als 30 Kilometern gekennzeichnet.

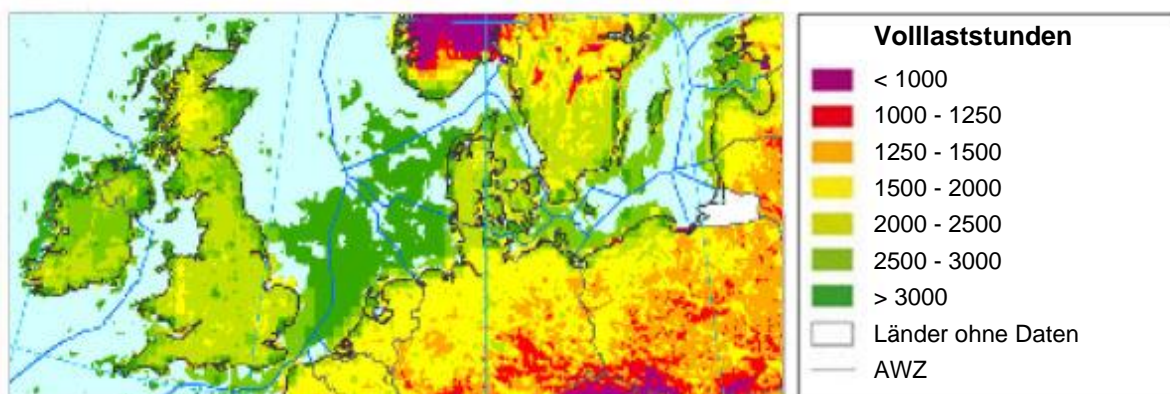


Abbildung 2: Volllaststunden in Teilen Europas (80m / 120 m Nabenhöhe onshore / offshore)

Quelle: EEA (2009), S. 23.

Für Windparks sind die durchschnittliche Windgeschwindigkeit und die Volllaststunden pro Jahr von entscheidender Bedeutung, da die Rentabilität eines Windparks entscheidend von diesen Bedingungen abhängt. Abbildung 2 zeigt die durchschnittlich zu erwartenden Volllaststunden pro Jahr in Teilen Europas. Die Nordsee zeichnet sich durch die Möglichkeit aus, dass über 3000 Volllaststunden pro Jahr erreichbar sind. In der Ostsee liegt dieser Wert zwischen 2000 und 3000 Volllaststunden.

2.3. Entwicklungsstand der deutschen Offshore-Windenergie-Projekte

Durch die fortwährende Anpassung des EEG wurden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kontinuierlich verbessert. Im Zuge dessen sind aktuell mehr als 50 Projekte in Planung, wovon sich der größte Teil in der Nordsee befindet. Insgesamt liegen zum 1. August 2011 für insgesamt 28 Projekte mit 1.816 WEA und einer Gesamtleistung von maximal 9.115 Megawatt Genehmigungen vor. Für einen Großteil dieser Projekte liegen die Genehmigungen allerdings schon seit mehr als 5 Jahren vor, ohne dass mit dem Bau begonnen wurde. Da die Genehmigungen an einen Baubeginn bis zu einem Stichtag gekoppelt sind und danach erlöschen, wurden vermehrt Fristverlängerungen für den Baubeginn beantragt und auch gewährt.²¹

Mit insgesamt 23 genehmigten Projekten, 1.555 WEA und einer Leistung von maximal 7.867 Megawatt befindet sich der Großteil in der Nordsee. Dort werden zwar höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeiten erreicht als im Ostseeraum, allerdings erfordert eine größere Küstenentfernung und Wassertiefe den Einsatz anspruchsvollerer Technologie.²² Die Küstenentfernung der Offshore-Projekte in der Nordsee beträgt durchschnittlich 60,2 Kilometer und die Wassertiefe 31 Meter. Im Ostseeraum gibt es 4 genehmigte Projekte mit 261 WEA und einer maximalen Nennleistung von 1.248 Megawatt. Die durchschnittliche Küstenentfernung beträgt dabei 28,8 Kilometer und die durchschnittliche Wassertiefe 28,9 Meter. Obwohl die Rahmenbedingungen fortwährend verbessert wurden, speisen zum 1. August 2011 ohne Berücksichtigung von Nearshore- oder Testanlagen insgesamt 49 Offshore-WEA mit einer Nennleistung von 188,3 Megawatt Strom in das deutsche Netz ein.

²⁰ Vgl. Jarass/Obermair/Voigt (2009), S. 140.

²¹ BSH (2011).

²² Vgl. Richter (2009), S. 17.

3. Technische und wirtschaftliche Aspekte von Offshore-Windparks

Die Entwicklung der Technologie zur Nutzung der Windenergie auf dem Meer sowie die Erfahrungen durch den Einsatz dieser Technologie sind in kurzer Zeit stark vorangeschritten. Dies ist insofern nicht verwunderlich, da sich die Grundlagen der Windenergienutzung Onshore und Offshore nicht unterscheiden.²³ Daneben existieren seit vielen Jahren zahlreiche Offshore-Bauwerke, die überwiegend der Öl- und Gasförderung dienen und dabei in Extremfällen in Wassertiefen von mehreren hundert Metern errichtet wurden. Die Offshore-Windenergienutzung stellt dennoch eine völlig neue Herausforderung dar, weil neben den technischen Aspekten verstärkt die wirtschaftliche Betrachtung in den Vordergrund rückt.²⁴

3.1. Wesentliche Aspekte und Komponenten

3.1.1. Anlagentechnologie

Das fundamentale Element jedes Windparks stellen die WEA dar. Für die mit einem Generator zur Stromerzeugung ausgestatteten Anlagen existiert durch die Onshore-Windenergienutzung eine große Zahl unterschiedlicher Anlagen, die sich durch kontinuierliche Weiterentwicklungen und jahrelangen Einsatz bewährt haben.²⁵ Die anfängliche Strategie diese Technik ohne Anpassungen für den Offshore-Bereich zu übernehmen, hat zu zahlreichen Problemen geführt²⁶, da die Anlagen auf See durch höhere Windgeschwindigkeiten, Wellengang, Korrosion und weiteren Aspekten deutlich größere Anforderungen zu erfüllen haben.

3.1.2. Gründung

Die Verankerung der WEA auf dem Meeresgrund stellt eine der größten Herausforderungen beim Bau von OWP dar.²⁷ Dies lässt sich auf große Belastungen zurückführen, denen die Gründungsstrukturen dauerhaft ausgesetzt sind. Diese ergeben sich aus der großen Masse von Turm, Gondel und Rotorblättern. Daneben wirken weitere physikalische Kräfte, die von Wind und Seegang ausgehen.²⁸ Für die Errichtung von WEA beschränkt sich die Anzahl der geeigneter Gründungsvarianten auf die sieben in Abbildung 3 dargestellten.

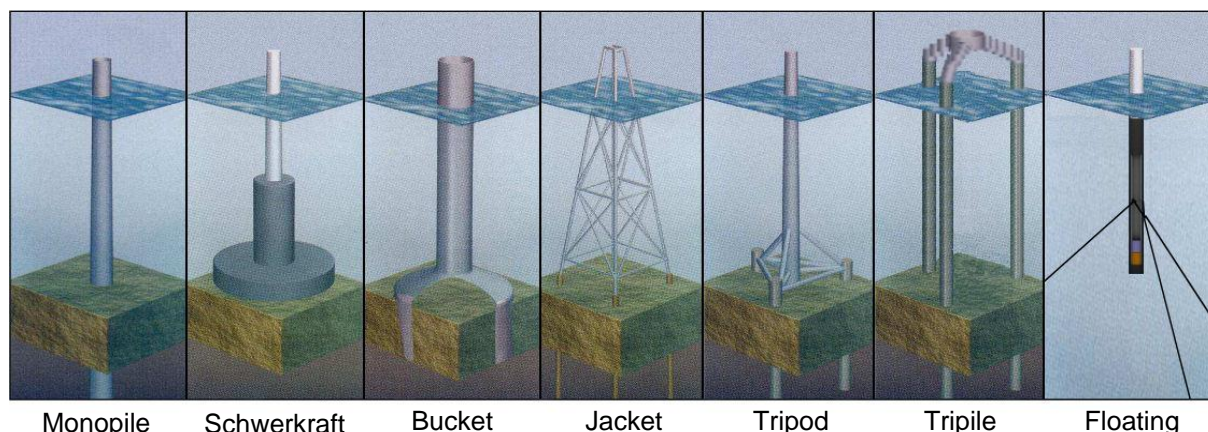


Abbildung 3: Gründungsvarianten für Offshore-Windenergieanlagen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Neumann (2008).

²³ Vgl. EWEA (2010), S. 107.

²⁴ Vgl. Hau (2008), S. 680.

²⁵ Vgl. Richter (2009), S. 56.

²⁶ Vgl. DIE ZEIT (2006).

²⁷ Vgl. Weinhold (2005), S. 34.

²⁸ Vgl. Richter (2009), S. 60.

3.1.3. Transport, Montage und Infrastruktur

Die Errichtung von WEA auf See stellt besondere Anforderungen an das Transport- und Montagekonzept der Anlagen. Die Probleme und Kosten nehmen im Vergleich zur Windenergienutzung an Land einen deutlich größeren Stellenwert ein.²⁹ Die Häfen sind in diesem Zusammenhang von zentraler Bedeutung, da sie als Knotenpunkt fungieren, den alle Anlagenteile passieren müssen und die Basis für die Spezialschiffe darstellen, die für den Transport, die Montage sowie Wartungs- und Reparaturarbeiten notwendig sind.³⁰

3.1.4. Operation and Maintenance (O&M)

Der Bereich O&M umfasst den Betrieb, die Wartung und die Instandhaltung der WEA. Das oberste Ziel der Betriebsführung eines Windparks ist es, einen möglichst störungsfreien Betrieb der Anlagen zu ermöglichen, da die Wirtschaftlichkeit eines Projektes durch Stillstandszeiten negativ beeinflusst wird.³¹ Der Grad der Zielerreichung kann dabei mit dem Begriff der technischen Verfügbarkeit ausgedrückt werden. Diese ergibt sich aus der Division von Betriebs- und Bereitschaftszeit durch die Gesamtzeit des Betrachtungszeitraums.³²

3.1.5. Netzanbindung

Die elektrische Infrastruktur eines OWP umfasst das interne elektrische Netz des Windparks, die Offshore-Umspannstation, die externe Verkabelung vom Windpark zur Umspannstation an Land und die Verknüpfung mit dem Verbundnetz an Land. Das **interne elektrische Netz des Windparks** nutzt gewöhnlich eine Drehstromverbindung im Mittelspannungsbereich von 33 bis 36 kV.³³ Durch dieses System wird der in den WEA produzierte Strom zur Umspannstation auf See übertragen. In der **Offshore-Umspannstation** erfolgt die Transformierung des Stroms auf die Hochspannungsebene mit über 100kV, um Übertragungsverluste zu reduzieren. Die Offshore-Umspannstation kann entfallen, insofern die Nennleistung des OWP unter 100 MW liegt, die Entfernung zur Küste geringer als 15 km ist und die Übertragung zum Land mit der Spannung des internen OWP-Netzes erfolgen soll.³⁴ Für die **externe Verkabelung vom Windpark zur Umspannstation an Land** kommt neben einem Drehstromsystem die Gleichstromtechnologie in Betracht.³⁵ Die leistungsfähigsten Drehstromkabel können eine Leistung von ca. 200 MW bei einer Spannung zwischen 150 und 170 kV übertragen.³⁶

3.2. Kostenüberblick

Die Kostenstruktur und die Gesamtkosten eines OWP unterscheiden sich von den Kosten der Windparks an Land. In Abbildung 4 wird dieser Unterschied für einzelne Aspekte der Investitionskosten veranschaulicht. Die Angaben müssen für den Offshore-Bereich mit Vorsicht interpretiert werden, da wenige Daten verfügbar sind und sich die einzelnen OWP durch sehr individuelle Kostenstrukturen auszeichnen. Die Darstellung veranschaulicht allerdings Unterschiede zwischen dem Onshore- und dem Offshore-Bereich. Es wird deutlich, dass die WEA im Offshore-Bereich einen deutlich geringeren Anteil der Gesamtkosten ausmacht, während alle anderen Bereiche, bis auf die sonstigen Kosten einen größeren Kostenfaktor

²⁹ Vgl. Hau (2008), S. 694.

³⁰ Vgl. dena (2010).

³¹ Vgl. Richter (2009), S. 66.

³² Vgl. Hau (2008), S. 577.

³³ Vgl. Twidell/Gaudiosi (2009), S.110.

³⁴ Vgl. EWEA (2010), S. 117.

³⁵ Vgl. Richter (2009), S. 53.

³⁶ Vgl. Twidell/Gaudiosi (2009), S.120 f.

darstellen. Obwohl sich die Analysen auf ausländische OWP beziehen und dort andere Rahmenbedingungen – insbesondere in Bezug auf die Netzanbindung – gelten, lässt sich eine große Übereinstimmung mit Daten für geplante OWP in Deutschland erkennen.

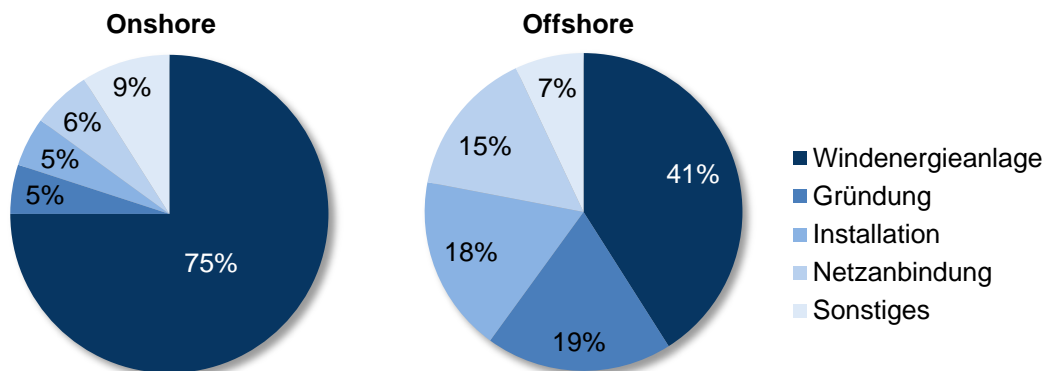


Abbildung 4: Anteile der Investitionskosten von Onshore- und Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von EWEA (2010), S. 201 (Onshore), sowie auf gemittelten Daten von EWEA (2010), S. 114; Junginger (2005), S. 75; Morgan/Snodin/Scott (2003); ODE (2007) (Offshore).

Anhand der Daten aus Tabelle 1 lässt sich in den letzten Jahren ein Trend zu Projekten mit immer größeren Gesamtinvestitionskosten erkennen, wobei durch unterschiedliche Dimensionierungen der Windparks die Investitionskosten je MW Leistung aussagekräftiger sind. Für die in Deutschland errichteten OWP lassen sich deutlich größere spezifische Investitionskosten ausmachen. Dies lässt sich auf die Küstenentfernungen und Wassertiefen sowie auf gestiegene Rohstoffpreise für Stahl, Kupfer und Aluminium zurückführen.³⁷ Die dargestellte Entwicklung deckt sich mit den Ergebnissen aus Marktstudien der Jahre 2007 und 2010, die deutlich gestiegene spezifische Investitionskosten für geplante OWP in Deutschland aufzeigen. Wurden im Jahr 2007 noch ca. 2,4 Mio. € je MW angegeben, waren es im Jahr 2010 bereits ca. 3,7 Mio. € je MW. Dabei wird eine Korrelation der spezifischen Investitionskosten mit der Küstenentfernung und Wassertiefe festgestellt.³⁸ Im Bereich der Betriebskosten fällt die verfügbare Datenbasis deutlich geringer aus, so dass an dieser Stelle lediglich auf die erwähnte Marktstudie aus dem Jahr 2010 zurückgegriffen wird. Der Mittelwert der Betriebskosten für geplante deutschen OWP liegt bei 25,5 € pro MWh.

Tabelle 1: Investitionskosten ausgewählter OWP in Betrieb

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von EWEA (2010), S. 63; 4C Offshore (2011); DOTI (2011); BARD Engineering (2011).

Projektname	Land	Jahr	Leistung in MW	Investitionskosten in Mio. €	Kosten / MW in Mio. €	Netzanbindungskosten in Mio. €
Kentich Flats	GB	2005	60	159	1,77	-
Barrows	GB	2006	90	181	2,01	-
Burbo Bank	GB	2007	90	181	2,01	-
Lillgrund	S	2007	110	197	1,78	-
alpha ventus	D	2009	60	250	4,17	90
Baltic 1	D	2011	48,3	200	4,14	150
BARD Offshore 1	D	2011	400	1.600	4,00	400

³⁷ Vgl. BMU (2011), S. 67 ff.

³⁸ Vgl. KPMG (2010), S. 79.

4. Projektfinanzierung und Risikomanagement

4.1. Grundlagen der Projektfinanzierung

Der Begriff der Projektfinanzierung wird in der Literatur unterschiedlich definiert. Weitgehend durchgesetzt hat sich die Definition von Nevitt und Fabozzi, die auf den amerikanischen *Financial Accounting Standard No. 47* aus dem Jahr 1981 zurückgeht³⁹:

*Projektfinanzierung ist die Finanzierung eines Vorhabens, bei der ein Darlehensgeber zunächst den Fokus der Kreditwürdigkeitsprüfung auf die Cashflows des Projektes als einzige Quelle der Geldmittel, durch die die Kredite bedient werden, legt.*⁴⁰

Als Grundvoraussetzung für die Projektfinanzierung ist dabei die Existenz eines abgrenzbaren Projektes anzusehen. Der Aspekt der Abgrenzbarkeit bezieht sich dabei auf mehrere Dimensionen. So werden die *Einmaligkeit*, die *eindeutige Angabe von Anfangs- und Endtermin*, eine *speziell formulierte Zielvorgabe*, sowie *definierte finanzielle, personelle und sachlich-materielle Ressourcen* als fundamental angesehen.⁴¹ Diese Aspekte gehen auch aus der Definition nach DIN 69901 hervor:

*Ein Projekt ist ein Vorhaben, das im wesentlichen durch die Einmaligkeit der Bedingungen in ihrer Gesamtheit gekennzeichnet ist, z. B. Zielvorgabe, zeitliche, finanzielle, personelle und andere Begrenzungen, Abgrenzung gegenüber anderen Vorhaben und projektspezifische Organisation.*⁴²

Aus organisatorischer Sicht ergibt sich daraus die Konsequenz, dass für die Projektdurchführung eine eigenständige Projektgesellschaft gegründet wird.⁴³

4.1.1. Charakteristika der Projektfinanzierung

Aus der Definition der Projektfinanzierung werden in der Literatur drei zentrale Charakteristika abgeleitet: Die Cashflow-Orientierung (*Cash-Flow Related Lending*), die Verbuchung der Projektkredite in der Projektgesellschaft (*Off-Balance Sheet-Financing*) und das Prinzip der Risikoteilung zwischen den Projektparteien (*Risk Sharing*).⁴⁴

Beim **Cash-Flow Related Lending** ist das ausschlaggebende Beurteilungskriterium bei der Kreditvergabe und der Gewährung von Finanzierungsbedingungen durch den Fremdkapitalgeber der zukünftige Einnahmeüberschuss, der aus den Projekt Cash-Flows abgeleitet werden kann. Mit Hilfe von Cash-Flow-Kennzahlen können Aussagen über die Schuldendeckungsfähigkeit des Projektes getroffen werden. Die Qualität der prognostizierten Cash-Flows, ist somit von essenzieller Bedeutung für die Beurteilung des Projektes.⁴⁵

Das Ziel des **Off-Balance Sheet-Financing** ist es, dass die Bilanzen der Projektinitiatoren durch die Umsetzung des Projektes weitgehend unverändert bleiben. Dazu wird eine Projektgesellschaft gegründet, die das benötigte Fremdkapital selbst bei den Fremdkapitalgebern aufnimmt. Die Projektentwickler selbst sind nur als Eigenkapitalgeber beteiligt und gelten im Gegensatz zur Projektgesellschaft nicht als Schuldner. Darüber hinaus besteht keine

³⁹ Vgl. Tytko (1999), S. 8.

⁴⁰ Vgl. Nevitt/Fabozzi (2000), S. 1.

⁴¹ Vgl. Böttcher (2009), S. 20 f.

⁴² (DIN 69901 5).

⁴³ Vgl. Hupe (1995), S. 12 f.

⁴⁴ Vgl. Schmitt (1989), S. 24; Tytko (1999), S. 41.

⁴⁵ Vgl. Tytko (1999), S. 155 f.

Haftung seitens der Projektentwickler, insofern keine Garantien oder Bürgschaften gegeben werden.⁴⁶

Als **Risk Sharing** wird die Aufteilung der einem Projekt anhaftenden Risiken unter den Beteiligten bezeichnet. Diese Risikoaufteilung ist notwendig um sicherzustellen, dass alle Projektbeteiligten einen hinreichenden Anreiz haben, sich für den Erfolg des Projektes einzusetzen.⁴⁷ Sie bildet damit die Grundlage für eine tragfähige Projekt- und Finanzierungsstruktur.⁴⁸

Fasst man die Aspekte zusammen, so kann in der Grundkonstellation einer Projektfinanzierung eine Dreiecksbeziehung zwischen den Projektentwicklern, der Projektgesellschaft und den Fremdkapitalgebern ausgemacht werden.⁴⁹ Abbildung 5 verdeutlicht die Eigenständigkeit und die zentrale Stellung der Projektgesellschaft in dem Beziehungsgefüge.

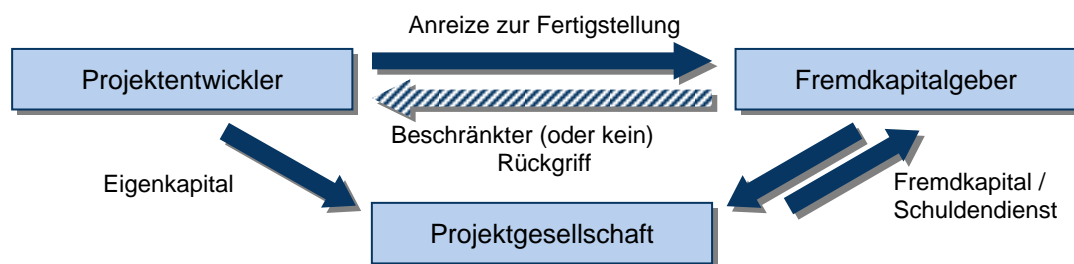


Abbildung 5: Grundkonstellation der Projektfinanzierung

Quelle: Eigene Darstellung.

4.1.2. Varianten der Projektfinanzierung

Bei der Projektfinanzierung ist die Haftung der Anteilseigner der Projektgesellschaft bzw. der Projektentwickler normalerweise auf ihren Eigenkapitalanteil begrenzt. Die Zugriffsmöglichkeiten sind vertraglich geregelt und können unter dem Aspekt der Rückgriffsmöglichkeiten des Fremdkapitalgebers auf die Projektentwickler in drei Varianten unterschieden werden.⁵⁰

Bei der **Full Recourse Finanzierung** besteht eine eigenständige Projektgesellschaft, dennoch haften die Projektentwickler gegenüber den Fremdkapitalgebern in vollem Umfang für die Rückzahlung der Verbindlichkeiten und tragen damit das Projektrisiko nahezu vollständig allein.⁵¹ Da die Charakteristika des *Cash-Flow Related Lending* und die des *Risk Sharing* nicht gegeben sind, handelt es sich streng genommen nicht um eine Projektfinanzierung.⁵²

Die **Limited Recourse Finanzierung** ist die am häufigsten angewendete Variante der Projektfinanzierung.⁵³ Die Fremdkapitalgeber verfügen über begrenzte Möglichkeiten des Rückgriffs auf die Vermögenswerte der Projektentwickler.⁵⁴ Regelmäßig werden hohe Risiken während der Bauphase und der Inbetriebnahme durch Garantien von Seiten der Projektentwickler abgesichert.⁵⁵

Die **Non Recourse Finanzierung** oder *reine Projektfinanzierung* zeichnet sich dadurch aus, dass die Projektentwickler frei von jeder Haftung sind, die über ihren Eigenkapitalanteil in der

⁴⁶ Vgl. Hupe (1995), S. 12 f.

⁴⁷ Vgl. Wolf/Hill/Pfaue (2003), S. 67.

⁴⁸ Vgl. Schmitt (1989), S. 23;

⁴⁹ Vgl. Quilitzsch (2009), S. 7.

⁵⁰ Vgl. Richter (2009), S. 21.

⁵¹ Vgl. ebda.

⁵² Vgl. Weber/Alfen/Maser (2006), S. 27.

⁵³ Vgl. Tytko (1999), S. 13.

⁵⁴ Vgl. ebda., S. 14.

⁵⁵ Vgl. Wolf/Hill/Pfaue (2003), S. 68.

Projektgesellschaft hinausgeht.⁵⁶ Die Fremdkapitalgeber tragen einen erheblichen Teil des Projektrisikos, ohne an einem möglichen Projekterfolg zu partizipieren, da der Kreditzins vom Projekterfolg unabhängig ist.⁵⁷ Diese Form der Finanzierung kommt in der Praxis selten vor, da sie voraussetzt, dass der erwartete Cash-Flow Garantiecharakter haben muss, um gegenüber den Fremdkapitalgebern durchsetzbar zu sein.⁵⁸ Die im EEG gesetzlich festgelegte Vergütung bietet eine Grundlage für derartige Vereinbarungen.⁵⁹

4.1.3. Beteiligte der Projektfinanzierung

Auf ein Projekt wirken zahlreiche Parteien mit unterschiedlichen Interessen ein.⁶⁰ Dadurch wird die Voraussetzung für das *Risk Sharing* erfüllt. Bei großen Projekten sind normalerweise die in Abbildung 6 dargestellten Funktionen zu besetzen, wobei die einzelnen Funktionen nicht zwingend für jeweils ein eigenständiges Unternehmen stehen.⁶¹

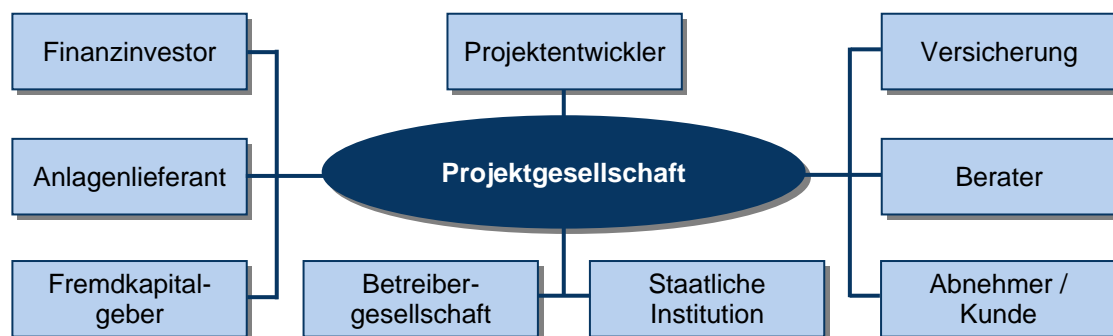


Abbildung 6: Beteiligte einer Projektfinanzierung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Ueckermann (1990), S. 16.

Die genaue Analyse der am Projekt beteiligten Akteure mit ihren individuellen Zielen sowie der von ihnen übernommenen Funktionen ist für das Risikomanagement bei Projektfinanzierungen von zentraler Bedeutung.⁶² Für die Projektfinanzierung von OWP sind dabei mit Blick auf das Risikomanagement insbesondere Projektentwickler, Finanzinvestoren, Fremdkapitalgeber, Anlagenlieferanten und Versicherungen von Interesse.⁶³

4.1.4. Phasen einer Projektfinanzierung

Im Zuge einer systematischen Auseinandersetzung mit der Projektfinanzierung kann ein Projekt in mehrere Phasen unterteilt werden. Eine Projektphase wird dabei als in sich abgeschlossener Abschnitt verstanden, der sich durch seine Ziele und damit verbundenen Aktivitäten sowie seinen Beteiligten von weiteren Abschnitten unterscheidet.⁶⁴ Auch wenn die Phasen in Abbildung 7 als abgeschlossene Abschnitte verstanden werden, liegt eine zeitliche Überschneidung zumindest teilweise vor.⁶⁵ Beispielsweise stellt das Risikomanagement einen Prozess dar, der während der gesamten Projektfinanzierung betrieben wird. Im Bereich der Offshore-Windenergie folgt auf die Betriebsphase eine weitere, letzte Phase. Es ist

⁵⁶ Vgl. Böttcher (2009), S. 35.

⁵⁷ Vgl. Tytko (1999), S. 14.

⁵⁸ Vgl. Wolf/Hill/Pfaue (2003), S. 68.

⁵⁹ Vgl. Richter (2009), S. 22.

⁶⁰ Vgl. Böttcher (2009), S. 30.

⁶¹ Vgl. Richter (2009), S. 22.

⁶² Vgl. Tytko (1999), S. 22.

⁶³ Vgl. Richter (2009), S. 23.

⁶⁴ Vgl. Tytko (1999), S. 34.

⁶⁵ Vgl. Richter (2009), S. 25.

vorgesehen, dass die Offshore-Bauwerke nach der endgültigen Aufgabe der Nutzung durch die Eigentümer zurückzubauen sind. Dafür muss rechtzeitig vor Beginn des Rückbaus eine detaillierte Planung erstellt werden.⁶⁶

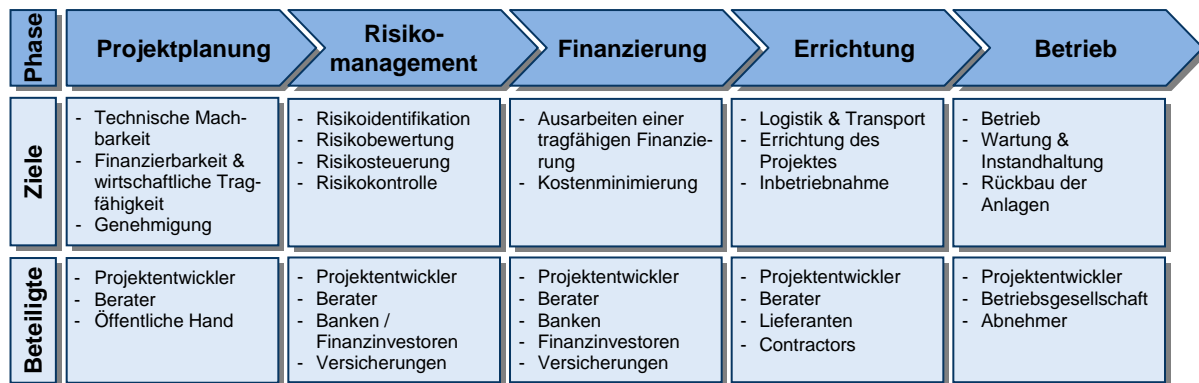


Abbildung 7: Phasen einer Projektfinanzierung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Weber/Alfen/Maser (2006), S. 92; Richter (2009), S. 25.

4.2. Risikomanagement bei Projektfinanzierungen

Das Risikomanagement stellt einen Prozess dar, dessen Ziel es ist, durch eine Risikoverteilung zwischen den Projektbeteiligten dafür zu sorgen, dass diese dauerhaft ein Interesse am Erfolg des Projektes haben.⁶⁷ Die Umsetzung der Zielsetzung führt zu einem Bestreben der Projektbeteiligten, den Erhalt der zukünftigen Cash-Flows sicherzustellen und ungeplante Kosten zu vermeiden.⁶⁸ Für den Bereich der Onshore-Windenergie existieren bewährte Risikostrukturen, die allerdings nicht ohne weiteres auf den Offshore-Bereich übertragbar sind. Daneben kann auf Erfahrungen aus Offshore-Projekten im Ausland ebenfalls nur eingeschränkt zurückgegriffen werden, da sich die Rahmenbedingungen unterscheiden.⁶⁹ Durch die ersten errichteten OWP in Deutschland liegen allerdings begrenzte Erfahrungen vor.

4.2.1. Begriffsverständnis

Der Risikobegriff wird in der Literatur vielfältig definiert, wobei sich die Definitionen in zwei grundsätzliche Varianten einordnen lassen: eine ursachenorientierte und eine wirkungsorientierte.⁷⁰ Bei einer ursachenorientierten Betrachtung wird Risiko als die Möglichkeit verstanden, dass eine Situation eintritt, für die eine zuvor getroffene Entscheidung unter Berücksichtigung einer gegebenen Zielsetzung nicht optimal war.⁷¹ Bei einer wirkungsorientierten Sichtweise wird Risiko als negative Abweichung von einer erwarteten Zielgröße betrachtet.⁷² Diese Betrachtungsweise entspricht dem umgangssprachlichen Verständnis und liegt auch der meisten Literatur zum Thema Projektfinanzierung zugrunde.⁷³ Da ursachenbezogene Aspekte im Risikomanagement von Offshore-Windenergieprojekten allerdings eine entscheidende Rolle spielen⁷⁴, erscheint die Erweiterung des Risikoverständnisses um diese Gesichtspunkte für den weiteren Verlauf der Arbeit als sinnvoll.

⁶⁶ Vgl. BSH (2007), S. 28.

⁶⁷ Vgl. Wolf, et al. (2003), S. 76.

⁶⁸ Vgl. Böttcher (2009), S. 42.

⁶⁹ Vgl. Richter (2009), S. 26.

⁷⁰ Vgl. Böttcher (2009), S. 41; Tytko (1999), S. 142f; Uekermann (1993), S. 23.

⁷¹ Vgl. Uekermann (1993), S. 23.

⁷² Vgl. Hupe (1995), S. 46.

⁷³ Vgl. Richter (2009), S. 26.

⁷⁴ Vgl. Gerdes/Tiedemann/Zeeleberg (2007), S. 135 f.

4.2.2. Phasen des Risikomanagements

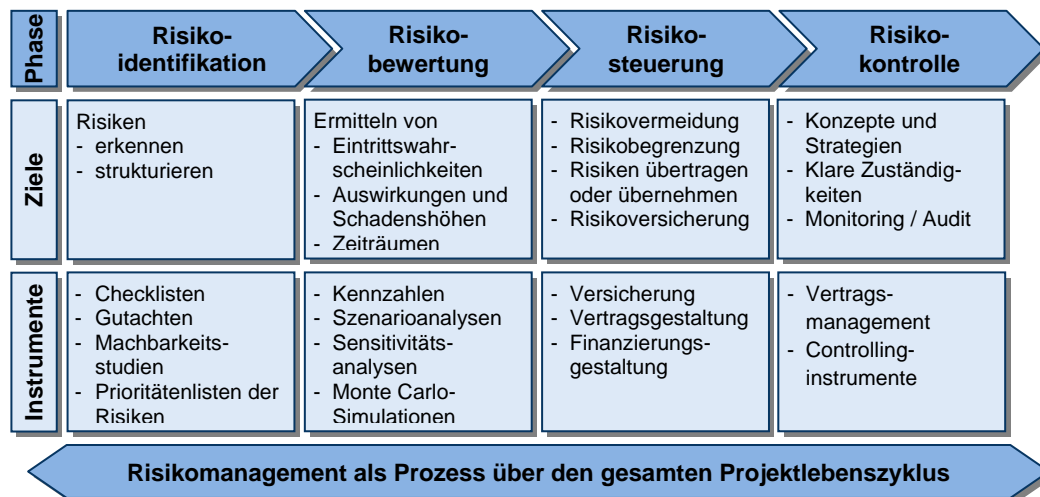


Abbildung 8: Prozess des Risikomanagements

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Weber/Alfen/Maser (2006), S. 189;

Das Risikomanagement wird als Prozess verstanden, der sich über den gesamten Projektlebenszyklus erstreckt. Dieser Prozess lässt sich in vier Phasen einteilen, die in Abbildung 8 veranschaulicht werden. Die einzelnen Phasen werden dabei in jedem einzelnen Schritt der Projektfinanzierung, also vom Beginn der Projektplanung über den Betrieb bis zum Ende des Projektes, zyklisch wiederholt und sukzessive verfeinert.

4.2.2.1. Risikoidentifikation

Die Identifikation potenzieller Risiken stellt die erste Aufgabe dar. Mit dem Ziel einer strukturierten Erfassung aller Risiken haben sich mehrere Herangehensweisen zur Klassifikation von Risiken etabliert. Die Einteilung zielt z. B. darauf ab, dass die Risiken in Bezug auf ihre Inhalte und Ursachen weitgehend überschneidungsfrei sind.⁷⁵ Dieser Einordnung soll gefolgt werden, da sie sich in Bezug auf die Anwendung von praktischen Maßnahmen, die die Risiken in einem möglichst engen Bezug zu ihren Ursachen handhaben, als sinnvoll erweist.⁷⁶

Die Risiken werden dazu in *projektendogene Risiken*, die von den Projektbeteiligten kontrolliert werden können, und in *projektexogene Risiken*, die ihren Ursprung außerhalb des Kreises der am Projekt beteiligten Akteure haben, unterschieden.⁷⁷ Zu den endogenen Risiken zählen Fertigstellungsrisiko, Betriebsrisiko, Managementrisiko und das technische Risiko im engeren Sinne. Zu den exogenen Risiken gehören u. a. Inflationsrisiko, Marktrisiko und Zuliefererrisiko.⁷⁸ Dabei unterscheidet bei einzelnen Risiken erst die Vertragsstruktur, um welche Risikoart es sich handelt. So überführt z. B. die vertragliche Verpflichtung eines Zulieferers, bestimmte Komponenten zu einem festgelegten Preis und einer festgelegten Qualität zu liefern, ein exogenes in ein endogenes Bezugs- bzw. Zuliefererrisiko.⁷⁹ Daneben müssen die verschiedenen Risiken sowohl einzeln als auch gemeinsam betrachtet werden, da das Gesamtrisiko eines Projektes als Aggregation der einzelnen Risiken betrachtet werden kann.⁸⁰

⁷⁵ Vgl. Böttcher (2009), S. 50.

⁷⁶ Vgl. Uekermann (1993), S. 29 f.

⁷⁷ Vgl. Böttcher (2009), S. 51.

⁷⁸ Vgl. Gröhl (1990), S. 81.

⁷⁹ Vgl. Böttcher (2009), S. 51.

⁸⁰ Vgl. Wolke (2008), S. 2.

4.2.2.2. Risikomessung, -bewertung und -analyse

Die Risikobewertung zielt darauf ab, die Auswirkungen einzelner Risiken auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes zu ermitteln. Daran anknüpfend werden im Rahmen der Risikoanalyse die relevanten Risiken, für die Handlungsbedarf besteht, erfasst.⁸¹ Voraussetzung für Bewertung und Analyse der Einzelrisiken ist die Risikomessung.

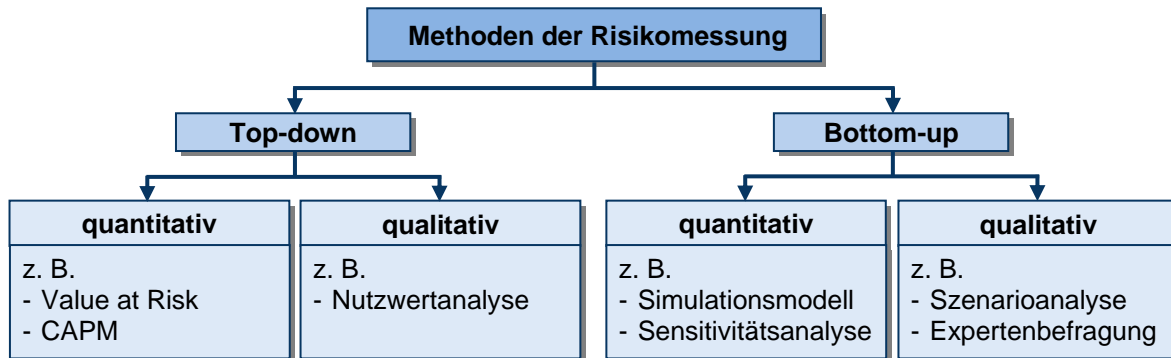


Abbildung 9: Methoden der Risikomessung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Schmitz/Wehrheim (2006), S. 83.

Die **Risikomessung** ist im Risikomanagementprozess von zentraler Bedeutung, da nur die Risiken gesteuert werden können, die erfasst bzw. gemessen wurden.⁸² Die Erfassung erfolgt über unterschiedliche Messverfahren (Abbildung 9), wobei je nach Verfahren die Verwendung unterschiedlicher Kennzahlen bzw. Risikomaße angebracht ist.⁸³

Die *qualitativen Risikomaße* dienen zur Messung von Risiken, die dadurch charakterisiert sind, dass Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenspotenzial nicht exakt in monetären Einheiten ausgedrückt werden kann.⁸⁴ Darunter fällt z. B. die Qualität des Managements (Managementrisiko).⁸⁵ In der Praxis werden die nicht quantifizierbaren Risiken vielfach durch eine sorgfältige Auswahl der beteiligten Unternehmen berücksichtigt. Dabei sind die Bonität, die Erfahrung mit dem Unternehmen und dessen Reputation von zentraler Bedeutung.⁸⁶

Die *quantitativen Risikomaße* dienen der Quantifizierung einzelner Risiken mit dem Ziel, bestimmte Aussagen über die Belastbarkeit eines Projektes zu treffen.⁸⁷ Die Quantifizierung eines Risikos ist möglich, wenn das Risiko in monetären Einheiten ausgedrückt werden kann.⁸⁸ Um Interpretationen der Risikomaße zu ermöglichen eignet sich neben der Darstellung von einfachen Verlustmaßen, wie dem erwarteten oder dem maximalen Verlust, die Bildung von Kennzahlen. Die Kennzahlen beinhalten u. a. Volatilitäten und Sensitivitäten, den *Value at Risk* sowie diverse Abwandlungen dessen, wie z. B. den *Cash-Flow at Risk*.⁸⁹ Letztere Kennzahl sowie die *Debt Service Cover Ratio*, die *Loan Life Cover Ratio* und die *Projekt Life Cover Ratio* basieren auf der Berechnung des Projekt Cash-Flow und folgen somit direkt einem Grundprinzip der Projektfinanzierung, dem *Cash-Flow Related Lending*.

⁸¹ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 137.

⁸² Vgl. Wolke (2008), S. 11.

⁸³ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 137.

⁸⁴ Vgl. ebda, S. 138.

⁸⁵ Vgl. Richter (2009), S. 29.

⁸⁶ Vgl. Böttcher (2009), S. 80.

⁸⁷ Vgl. ebda., S. 119.

⁸⁸ Vgl. Burger/Buchhart (2002), S. 106

⁸⁹ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 138.

4.2.2.2.1. Sensitivitäts- und Szenarioanalyse

Mit dynamischen Analyseverfahren ist ein besserer Einblick in die Risikostruktur eines Projektes möglich, als allein durch die Betrachtung von statischen Kennzahlen, da so die Auswirkungen von Änderungen einzelner Aspekte berücksichtigt werden können. In der Praxis haben sich dafür die Sensitivitätsanalyse und die Szenarioanalyse als Methoden etabliert.⁹⁰

Die **Sensitivitätsanalyse** wird angewendet, um den Einfluss einzelner Risiken auf projektbezogene ökonomische Größen zu messen⁹¹ und damit die Reaktionsempfindlichkeit des gesamten Investitionsprojektes auf geänderte Umweltbedingungen aufzuzeigen⁹². Im Umkehrschluss lässt sich ebenfalls berechnen, welche Risikofaktoren den stärksten Einfluss ausüben⁹³ bzw. wie weit sich einzelne Parameter verändern dürfen, bis sie den Zielwert bei einem gewählten Kriterium beeinträchtigen.⁹⁴ Voraussetzung für eine Sensitivitätsanalyse ist, dass die einzelnen Risikofaktoren weitestgehend bekannt sind.⁹⁵

Bei der **Szenarioanalyse** werden unterschiedliche Umweltzustände simuliert, denen ein Projekt ausgesetzt sein kann. Ein Szenario wird dadurch abgegrenzt, dass ein oder mehrere Werttreiber verändert werden. Um die Komplexität der Untersuchungen zu begrenzen und damit den Nutzen in Bezug auf leicht zu interpretierende Aussagen zu erhöhen, werden meistens drei Szenarien erstellt: Der *base case* oder auch *most likely case* sowie ein *best case* und ein *worst case* Szenario.⁹⁶

Bei der Sensitivitätsanalyse werden im Vergleich zur Szenarioanalyse nur isolierte und geringe Variationen der untersuchten Risikofaktoren betrachtet, so dass sich der charakteristische Unterschied zwischen den beiden Analysemethoden aus der Variationsbreite der einzelnen Risikofaktoren ergibt.⁹⁷ Eine Gemeinsamkeit der Methoden und gleichzeitig deren größtes Defizit stellt die Tatsache dar, dass auf ihrer Grundlage keine Aussage über die Eintrittswahrscheinlichkeiten der verschiedenen Parametereinsätze getroffen werden kann.⁹⁸

4.2.2.2.2. Kennzahlen quantitativer Risikomaße

Der **Value at Risk** (VaR) wird verwendet, um komplexe Risikosituationen erfassen zu können.⁹⁹ Er drückt den maximal zu erwartenden Verlust in Geldeinheiten aus, der in einem bestimmten Zeitraum für ein festgelegtes Konfidenzniveau nicht überschritten wird.¹⁰⁰ Zur Ermittlung können mehrere Methoden genutzt werden, von denen die drei wichtigsten der Varianz-Kovarianz-Ansatz, die historische Simulation und die Monte Carlo-Simulation sind.¹⁰¹

Der *Varianz-Kovarianz-Ansatz* erfordert u. a., dass die Verteilungen aller Risikofaktoren bekannt und normalverteilt sind.¹⁰² Die *Historische-Simulation* greift auf historische Realisationen der relevanten Risikofaktoren zurück und führt eine Neubewertung der Daten vor dem Hintergrund einer veränderten Ausgangssituation durch, um daraus den VaR abzuleiten.¹⁰³

⁹⁰ Vgl. Richter (2009), S. 29.

⁹¹ Vgl. Burger/Buchhart (2002), S. 110.

⁹² Vgl. Tytko (1999), S. 157.

⁹³ Vgl. Richter (2009), S. 29.

⁹⁴ Vgl. Böttcher (2009), S. 123.

⁹⁵ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 138.

⁹⁶ Vgl. Burger/Buchhart (2002), S. 110.

⁹⁷ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 138.

⁹⁸ Vgl. Böttcher (2009), S. 124.

⁹⁹ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 138.

¹⁰⁰ Vgl. Kremers (2002), S. 277.

¹⁰¹ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 138.

¹⁰² Vgl. ebda.

¹⁰³ Vgl. Burger/Buchhart (2002), S. 126

Bei der *Monte Carlo-Simulation* handelt es sich um ein numerisches Lösungsverfahren, das unter Verwendung von Zufallszahlen auf mathematische Problemstellungen angewendet wird.¹⁰⁴ Das Verfahren stellt eine Fortführung der Szenarioanalyse dar, wobei lediglich die Anzahl der betrachteten Szenarien um ein Vielfaches erhöht wird.¹⁰⁵ Ein Szenario wird simuliert, indem für jeden definierten Risikofaktor eine zufällige Ausprägung simuliert wird, die sich jeweils an einer festgelegten Wahrscheinlichkeitsverteilung orientiert.

Der **Cash-Flow at Risk (CFaR)** ist eine Abwandlung des VaR, die in der Praxis weit verbreitet ist. Den Unterschied zum VaR stellt die zugrunde gelegte risikobehaftete Zielgröße dar, die beim CFaR in den Projekt-Cash-Flows zu finden ist.¹⁰⁶ Die Ermittlung des CFaR erfolgt durch die Identifizierung der relevanten Risikofaktoren, um anschließend die Zusammenhänge im sogenannten *Business Risk-Modell* darzustellen. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Cash-Flows oder des Projektwertes kann abschließend z. B. durch eine Monte Carlo-Simulation ermittelt werden, um daraus den CFaR, also den minimalen Cash-Flow für ein beliebiges Konfidenzniveau zu berechnen.¹⁰⁷

Neben den dynamischen Methoden existieren statische Verfahren der Risikoquantifizierung. Ein Problem dieser Verfahren ergibt sich aus der oftmals nur einmalig erfolgenden Analyse der Projektentwicklung und der darauf basierenden Prognostizierung der zukünftigen Cash-Flows. Dadurch werden u. a. Handlungsmöglichkeiten der Projektbeteiligten auf Veränderungen der Umwelt nicht berücksichtigt.¹⁰⁸ Um zu erkennen, welche Mindestverzinsung das Eigenkapital erzielt, wird auf die *Internal Rate of Return (IRR)* zurückgegriffen. Dabei wird der Zinssatz berechnet, bei dem die Barwerte der Einzahlungen und Auszahlungen des Projektes gleich groß sind.¹⁰⁹ Für die Fremdkapitalgeber ist es wichtiger, ob ein Projekt in der Lage ist, den Schuldendienst aus den erwarteten Cash-Flows zu bedienen.¹¹⁰

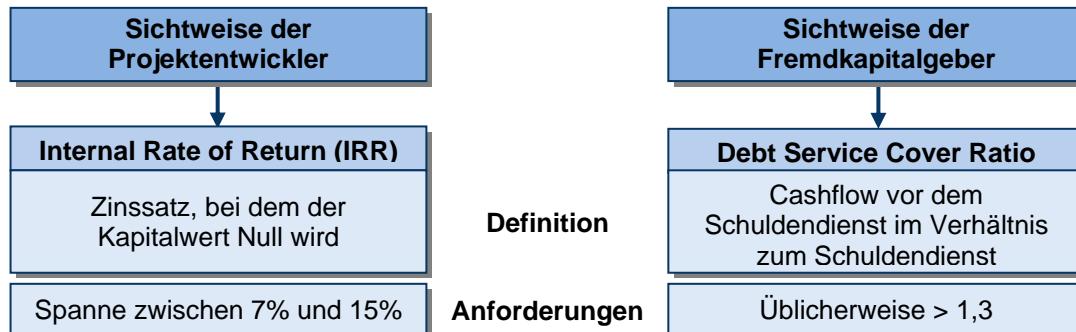


Abbildung 10: Gegenüberstellung Internal Rate of Return / Debt Service Cover Ratio

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Böttcher (2009), S. 120.

Die **Debt Service Cover Ratio (DSCR)** bzw. der Schuldendienstdeckungsgrad ist die zentrale Kennzahl für die Kapitaldienstfähigkeit eines Projektes. Die Kennzahl errechnet sich aus dem Verhältnis des Cash-Flow und dem zu leistenden Schuldendienst einer Periode:¹¹¹

$$\text{Debt Service Cover Ratio} = \frac{\text{Cash-Flow der Periode} + \text{Schuldendienstreserve}}{\text{Schuldendienst der Periode}}$$

¹⁰⁴ Vgl. Mertens (1982), S. 10.

¹⁰⁵ Vgl. Frey/Nießen (2001), S. 28.

¹⁰⁶ Vgl. ebda.

¹⁰⁷ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 139.

¹⁰⁸ Vgl. Böttcher/Blattner (2011), S. 104.

¹⁰⁹ Vgl. Böttcher (2009), S. 120.

¹¹⁰ Vgl. ebda., S. 121.

¹¹¹ Vgl. Böttcher/Blattner (2011), S. 108.

Sie drückt aus, um welchen Faktor der erwartete Cashflow den Schuldendienst in jedem Jahr über- oder unterschreitet. Bei einem Faktor über eins ist der Schuldendienst einer Periode gedeckt, wobei zur Absicherung eine höhere Überdeckung gefordert wird, die sich an den vorhandenen Risiken und der Risikostruktur des Projektes orientiert.¹¹² Die **Loan Life Cover Ratio** (LLCR) informiert darüber, wie hoch die Überdeckung des gesamten Schuldendienstes durch die erwarteten Cash-Flows für die verbleibende Kreditlaufzeit ist, während sich die **Projekt Life Cover Ratio** (PLCR) auf die gesamte Projektdauer bezieht. Beide Kennzahlen sollten immer nur in Verbindung mit der DSCR betrachtet werden, da einzelne Jahre mit einer Unterdeckung sonst nicht erkennbar sind.¹¹³

$$\text{Loan Life Cover Ratio} = \frac{\text{Barwert der zukünftigen Cash-Flows}}{\text{Ausstehende Kreditbeträge}}$$

$$\text{Project Life Cover Ratio} = \frac{\text{Barwert der zukünftigen Cash-Flows}}{\text{Kreditstand}}$$

Um negative Aspekte der eher statischen Betrachtung durch die drei Kennzahlen aufzuwiegen kann die zuvor dargestellte Sensitivitätsanalyse bzw. die Szenarioanalyse auf die Kennzahlen angewendet werden.¹¹⁴ Demzufolge lässt sich die bereits diskutierte Methode der Monte Carlo-Simulation auf DSCR, LLCR und PLCR anwenden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den VaR auf diese Kennzahlen zu beziehen. Auf die DSCR angewendet lässt sich so der minimale Schuldendeckungsgrad in einer Periode für ein festgelegtes Konfidenzniveau unter den Verteilungsannahmen der Simulation feststellen.

4.2.2.3. Operationalisierung der Risikobewertung

Zur Durchführung einer Projektbewertung unter Risiko ist es erforderlich, die in der Zukunft erwarteten Cash-Flows zu schätzen. Da die Schätzungen infolge der Ungewissheit der Zukunft risikobehaftet sind, müssen auch die zugrunde gelegten Kapitalkosten an das Risiko angepasst werden. Im Rahmen einer erfolgsorientierten Bewertung eines Unternehmens - und damit eingeschlossen auch einer Projektgesellschaft - findet das *Discounted Cash-Flow* (DCF)-Verfahren Verwendung.¹¹⁵

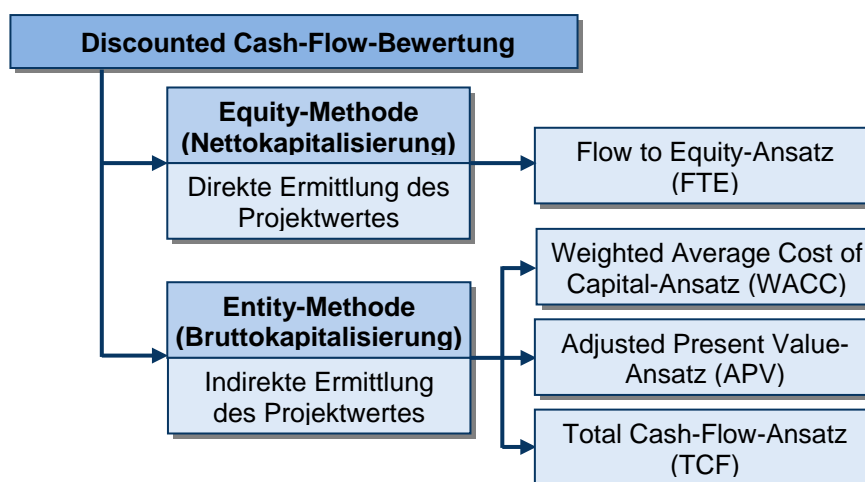


Abbildung 11: Methoden der Discounted Cash-Flow-Bewertung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Braun (2005), S. 62.

¹¹² Vgl. Böttcher (2009), S. 121 f.

¹¹³ Vgl. ebda., S. 130.

¹¹⁴ Vgl. Böttcher/Blattner (2011), S. 108.

¹¹⁵ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 139.

Beim DCF-Verfahren wird die Wirtschaftlichkeit eines Projektes durch Diskontierung der zukünftigen Cash-Flows ermittelt, wobei grundsätzlich zwischen zwei unterschiedlichen Varianten unterschieden werden kann, wie in Abbildung 11 zu sehen ist: Bei der *Equity-Methode* werden die an die Eigenkapitalgeber ausgeschütteten Cash-Flows auf den Bewertungsstichtag diskontiert.¹¹⁶ Der Diskontierungsfaktor entspricht dabei dem Kapitalisierungszins und damit den Eigenkapitalkosten.¹¹⁷ Die *Entity-Methode* vollzieht die Unternehmensbewertung in zwei Schritten, wobei zuerst durch Diskontierung der erwarteten Free Cash-Flows der Unternehmensgesamtwert ermittelt wird. Er repräsentiert die Ansprüche von Eigenkapital- und Fremdkapitalgebern und ist von der Kapitalstruktur unabhängig.¹¹⁸ Demzufolge werden die Gesamtkapitalkosten als Diskontierungszinssatz herangezogen.¹¹⁹ Im zweiten Schritt muss der Kapitalwert des Fremdkapitals vom Unternehmensgesamtwert abgezogen werden, da der eigentliche Unternehmenswert nur aus dem Marktwert des Eigenkapitals besteht.¹²⁰ Es existieren drei Varianten der Entity-Methode, die sich nur in Bezug auf die unterstellte Finanzierungspolitik des Unternehmens sowie der Behandlung des Steuervorteils durch die Fremdkapitalfinanzierung unterscheiden.¹²¹

Der *Adjusted Present Value (APV)-Ansatz* findet in der Praxis Verwendung, wenn sich der Fremdkapitalanteil im Zeitverlauf ändert, wie es normalerweise bei Projektfinanzierungen der Fall ist. Der Wert des Projektes wird gemäß Gleichung (1) bestimmt und setzt sich aus dem Barwert der Projektgesellschaft und dem Barwert des Tax Shield zusammen:¹²²

$$APV = V_U + PV(TS) = \sum_{t=1}^T \frac{FCF_t}{(1+r_U)^t} + \sum_{t=1}^T \frac{s * [r_{D,t} * D_{t-1}]}{(1+r_{D,t})^t} \quad (1)$$

Der Barwert des Tax Shield $PV(TS)$ berechnet sich aus der Diskontierung der mit dem Steuersatz s multiplizierten Zinszahlungen der einzelnen Perioden $[r_{D,t} * D_{t-1}]$ mit den Fremdkapitalkosten der einzelnen Perioden $r_{D,t}$. Der Barwert der Projektgesellschaft wird durch V_U unter der Annahme repräsentiert, dass diese vollkommen eigenkapitalfinanziert ist. Hier stellt FCF_t den *Free Cash-Flow* der einzelnen Perioden dar, der mit dem Diskontierungszinssatz r_U abgezinst wird. Dessen Berechnung erfolgt dabei gemäß Gleichung (2):

$$r_U = r_E * \frac{E}{V} + r_D * \frac{D}{V} \quad (2)$$

Der Diskontierungszinssatz r_U ergibt sich aus dem gewichteten Mittel der Eigen- und Fremdkapitalkosten r_E und r_D . Der jeweilige Anteil entspricht dem Wert des Eigen- bzw. Fremdkapitals E bzw. D am Unternehmensgesamtwert V .¹²³ Während die Bestimmung der Fremdkapitalkosten relativ einfach ist, da diese normalerweise vertraglich fixiert sind, gestaltet sich die Ermittlung der Eigenkapitalkosten wesentlich komplexer und erfolgt i. d. R. mit Hilfe des Capital Asset Pricing Model (CAPM). Gleichung (3) zeigt die Berechnung:

$$r_E = r_f + (r_M - r_f) * \beta \quad (3)$$

¹¹⁶ Vgl. Berk/DeMarzo (2007), S. 586

¹¹⁷ Vgl. Henselmann/Kniest (1999), S. 39.

¹¹⁸ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 139.

¹¹⁹ Vgl. Henselmann/Kniest (1999), S. 39.

¹²⁰ Vgl. Schwall (2001), S. 127.

¹²¹ Vgl. ebda., S. 123.

¹²² Vgl. Berk/DeMarzo (2007), S. 582.

¹²³ Vgl. ebda.

Hierbei stellt r_f den risikolosen Basiszins und $(r_M - r_f) * \beta$ die Risikoprämie dar, welche sich aus dem Marktzins r_M , der Marktrendite $(r_M - r_f)$ und dem Beta-Faktor zusammensetzt. Der Beta-Faktor drückt das Risiko einer Investition im Vergleich zum allgemeinen Marktrisiko aus.¹²⁴ Die projektspezifische Risikoprämie ergibt sich somit aus dem Produkt des Beta-Faktors und der Marktrisikoprämie.¹²⁵

4.2.2.3. Risikosteuerung

Sind die Risiken identifiziert und quantifiziert stellt sich die Frage, welche Maßnahmen getroffen werden können, um die Risiken zu steuern. Zur Risikosteuerung existieren zahlreiche Instrumente, die sich in vier Gruppen einteilen lassen:¹²⁶

Unter **Risikovorsorge** wird die Planung zukünftiger Risiken mit Blick auf die notwendige Risikotragfähigkeit verstanden. Vor dem Hintergrund einer Projektfinanzierung scheint die Nutzung von Bürgschaften sinnvoll, insofern sich derartige Möglichkeiten bieten.

Die **Risikovermeidung** hat das Ziel, die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Risikos auf Null zu senken.¹²⁷ Da jede Unternehmung mit Risiko behaftet ist, sollte der Begriff nicht absolut verstanden werden¹²⁸, so dass der Begriff Risikobegrenzung dasselbe Ziel treffender beschreibt. In der Offshore-Windindustrie können als technische Maßnahmen z. B. *condition-monitoring* Systeme eingesetzt werden, um die Anzahl ungeplanter Serviceeinsätze zu reduzieren. Im organisatorischen Bereich kann die Weiterentwicklung von Servicekonzepten dazu beitragen Risiken und Kosten zu minimieren.¹²⁹

Risikoverteilung und **Risikoüberwälzung** sollen unter dem Begriff **Risikoallokation** zusammengefasst werden. Die Verteilung von Risiken auf Projektbeteiligte, die sie am besten kontrollieren und tragen können, stellt dabei die zentrale Herausforderung im Rahmen einer Projektfinanzierung dar.¹³⁰ Da es sich bei der Offshore-Windbranche um ein relativ neues Investitionsfeld handelt, haben sich noch keine Grundverteilungsregeln der Risiken etabliert. Es existieren allerdings mehrere Ansätze der Risikoallokation, die auf die Offshore-Windbranche übertragen werden können und nachfolgend erläutert werden.¹³¹

4.2.2.4. Risikokontrolle

Das Risikocontrolling zielt auf die systematische Analyse und Steuerung der Risiken ab. Durch eine kontinuierliche Anwendung soll sichergestellt werden, dass der Überblick über alle Risiken jederzeit gewahrt bleibt, um frühzeitig die Möglichkeit des Eingreifens und damit der Steuerung von Risiken zu haben. Dies geschieht vor dem Hintergrund festgelegter Ziele, die individuell auf das jeweilige Unternehmen bzw. Projekt zugeschnitten sind. Das Risikocontrolling überprüft also im Rahmen eines kontinuierlichen Prozesses den Grad der Zielerreichung, um bei Abweichungen entsprechende Gegenmaßnahmen zu ermöglichen.¹³²

¹²⁴ Vgl. Schwall (2001), S. 247.

¹²⁵ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 140.

¹²⁶ Vgl. Wolke (2008), S. 79.

¹²⁷ Vgl. Rücker (1999), S. 114.

¹²⁸ Vgl. Wolke (2008), S. 81.

¹²⁹ Vgl. Richter (2009), S. 30.

¹³⁰ Vgl. Wolf/Hill/Pfaue (2003), S. 90.

¹³¹ Vgl. Richter (2009), S. 30 f.

¹³² Vgl. Elfgen (2002), S. 318 f.

5. Fallbeispiel eines fiktiven Offshore-Windparks in Deutschland

Im Folgenden wird ein Fallbeispiel eines fiktiven Offshore-Windparks mit 400 MW installierter Nennleistung dargestellt. Der Windpark befindet sich in der deutschen Nordsee in einer Entfernung von 90 km zur Küste und in einer durchschnittlichen Wassertiefe von 40 m. Der Windpark besteht aus 80 WEA mit jeweils 5 MW Nennleistung. Die Eckdaten sind damit an mindestens fünf bereits genehmigte OWP in Deutschland angelehnt und können damit als typisch bezeichnet werden.

Es wird mit einer durchschnittlichen jährlichen Auslastung von 3.800 Volllaststunden gerechnet. Dies erscheint mit Blick auf theoretisch erzielbare knapp 4.000 Volllaststunden unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten als angemessen¹³³, da somit ein weiterer Puffer für Ausfallzeiten z. B. auf Grund technischer Störungen oder geplanter Wartungseinsätze impliziert ist. Der erwartete Jahresenergieertrag berechnet sich wie folgt: 80 WEA · 5 MW Nennleistung · 3.800 Volllaststunden = 1.520 GWh.

Tabelle 2: Eckdaten des typischen Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Darstellung.

Merkmal	Ausprägung	Merkmal	Ausprägung
Anzahl der WEA	80	Nennleistung insgesamt	400 MW
Nennleistung pro WEA	5.000 kW	Erwartete Volllaststunden	3.800
Küstenentfernung	90 km	Erwarteter Jahresenergieertrag	1.520 GWh
Wassertiefe	40 m		

5.1. Vergütung des eingespeisten Stroms

Das Vorliegen einer Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb des OWP wird vorausgesetzt, so dass mit einem Baubeginn im Jahr 2012 und mit der Inbetriebnahme im Laufe des Jahres 2014 gerechnet werden kann. Die Vergütung soll auf Basis des EEG 2012 und dem Stauchungsmodell erfolgen. Die Anfangsvergütung liegt damit bei 19 Cent / kWh für einen Zeitraum von 9 Jahren ab Inbetriebnahme. Daran schließt sich die standortdifferenzierte Vergütung mit 15 Cent / kWh an. Die Vergütungsdauer der standortdifferenzierten Vergütung ergibt sich aus der Verlängerung für Küstenentfernung und Wassertiefe:

$$\frac{90 \text{ km}}{1,852 \text{ km/sm}} \approx 48 \text{ sm Küstenentfernung}$$

$$\rightarrow \text{Bewertungsgrundlage nach EEG: } 48 \text{ sm} - 12 \text{ sm} = 36 \text{ sm}$$

$$\rightarrow 36 \text{ m} \cdot 0,5 \text{ zusätzliche Monate / sm} = 18 \text{ Monate (1 Jahr und 6 Monate).}$$

$$\text{Bewertungsgrundlage nach EEG: } 40 \text{ m} - 20 \text{ m} = 20 \text{ m Wassertiefe}$$

$$\rightarrow 20 \text{ m} \cdot 1,7 \text{ zusätzliche Monate / m} = 34 \text{ Monate (2 Jahre und 10 Monate).}$$

Daraus ergibt sich eine Vergütungsdauer für die standortdifferenzierte Vergütung von insgesamt 52 Monaten bzw. 4 Jahren und 4 Monaten. Sobald der Großhandelspreis für Strom die garantierte Vergütung nach dem EEG übersteigt, wird der erzeugte Strom an der Börse verkauft. Dies wird vermutlich erst der Fall sein, wenn die garantierte Vergütung bei nur noch 3,5 Cent / kWh liegt. Ausgehend von einer Inbetriebnahme des Windparks im Juli 2014 und einem aktuellen Großhandelspreis in Höhe von etwa 7,5 Cent / kWh¹³⁴ sowie einem jährlichen Strompreisanstieg in Höhe von 2,5 % ergibt sich für diesen Zeitpunkt ein Marktpreis von ca. 10,86 Cent / kWh. Im Jahr 2034 sind es 12,91 Cent / kWh.

¹³³ Vgl. Jarass/Obermair/Voigt (2009).

¹³⁴ Vgl. www.eex.com, Zugriff vom 15. September 2011.

Tabelle 3: Erwartete Vergütung des typischen Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Darstellung.

Vergütungsart	Zeitraum	Vergütungshöhe
Erhöhte Anfangsvergütung	Juli 2014 - Juni 2023	19 ct / kWh
Standortdifferenzierte Vergütung	Juli 2023 - Oktober 2027	15 ct / kWh
Marktvergütung	November 2027 - Dezember 2034	10,86 - 12,91 ct / kWh

5.2. Investitions- und Betriebskosten

Die Investitionskosten werden mit 3.600 Euro je kW Nennleistung angesetzt und in Kosten für die WEA sowie in Nebenkosten unterteilt. Im Fall des 400 MW OWP ergeben sich Investitionskosten in Höhe von 1,44 Mrd. Euro. Die einzelnen Positionen mit ihren jeweiligen Kosten pro kW Nennleistung, den Gesamtkosten und ihrem prozentualen Anteil an den Gesamtkosten werden in Abbildung 18 dargestellt. Die Gesamtkosten und die Kostenstruktur orientieren sich an Analysen, die im Jahr 2010 bzw. 2011 durch Befragungen zahlreicher Projektentwickler durchgeführt wurden.¹³⁵ Die Versicherungskosten ergeben sich aus der individuellen Risikoeinschätzung des Projektes und dem Absicherungsbedarf der Projektentwickler. Die sonstigen Kosten beinhalten u. a. Kosten für unvorhergesehene Ereignisse und Rückstellungen bzw. eine Kostenreserve.¹³⁶

Position	Kosten / kW [€]	Gesamtkosten [Mio. €]
Windenergieanlage	1.706	682,4
Gründung / Fundament	852	340,6
Interne Vernetzung	595	238,0
Sonstige Kosten	279	111,5
Planung / Versicherung	169	67,5
Insgesamt	3.600	1.440

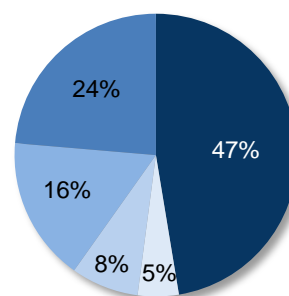


Abbildung 12: Investitionskosten des typischen Offshore Windparks

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Betriebskosten werden mit einem Preis von 30,00 Euro je Megawattstunde für das Jahr der Inbetriebnahme angesetzt.¹³⁷ Ein Teil der Kosten ist zwar abhängig von der Stromproduktion, allerdings wird von ertragsunabhängigen Betriebskosten ausgegangen. Unter der Annahme von 3.800 Volllaststunden im Jahr ergeben sich folgende jährliche Betriebskosten:

$$400 \text{ MW} \cdot 3.800 \text{ Stunden} = 1.520.000 \text{ MWh}$$

$$\rightarrow 1.520.000 \text{ MWh} \cdot 30 \text{ € / MWh} = 45,6 \text{ Mio. €}$$

Diese werden in Anlehnung an eine Beispielrechnung eines europäischen Energiekonzerns in mehrere Positionen unterteilt (Abbildung 13).¹³⁸ Im Zeitablauf wird inflationsbedingt von einem Anstieg der Betriebskosten in Höhe von 2 % ausgegangen. Im Jahr der Inbetriebnahme wird nur ein Betrieb von insgesamt 6 Monaten erwartet, so dass sich die Betriebskosten dementsprechend halbieren. Dies kann dahingehend interpretiert werden, dass die WEA innerhalb des ersten Betriebsjahres sukzessive in Betrieb gehen. Nach Ablauf der Betriebszeit von 20 Jahren werden Rückbaukosten in Höhe von 80 Mio. Euro erwartet.¹³⁹

¹³⁵ Vgl. BMU (2011), S. 66, 76 f; KPMG (2010), S. 79.

¹³⁶ Vgl. BMU (2011), S. 77 f.

¹³⁷ Vgl. BMU (2011), S. 79; KPMG (2010), S. 80.

¹³⁸ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 142.

¹³⁹ Vgl. KPMG (2010), S. 82.

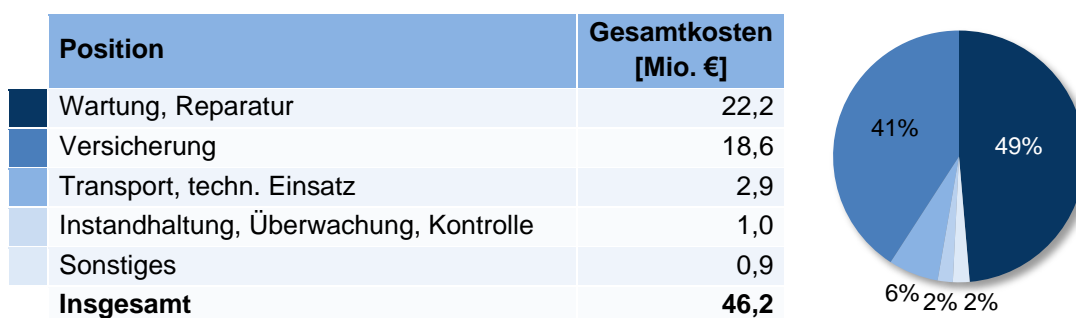


Abbildung 13: Betriebskosten des typischen Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Darstellung.

5.3. Finanzierung, Abschreibungen und Steuern

Die Finanzierung ist geprägt durch zwei wesentliche Kennzahlen: Dem von den Fremdkapitalgebern geforderten Eigenkapitalanteil und die veranschlagten Fremdkapitalzinsen. Aktuell werden Eigenkapitalanteile von bis zu 45% gefordert, während im Jahr 2010 nur 35 % notwendig waren.¹⁴⁰ Im Modell wird von einem Eigenkapitalanteil von 40 % ausgegangen, so dass sich ein Fremdkapitalbedarf von 1.440 Mrd. € · 60 % = 864 Mio. € ergibt. Neben den Geschäftsbanken wird die European Investment Bank (EIB) als Fremdkapitalgeber mit einem Anteil von 300 Mio. € berücksichtigt. Die Fremdkapitalsätze sind durch zwei Leitzinserhöhung der EZB im April und Juli 2011 auf 1,5 % gestiegen. Die Fremdkapitalzinssätze für OWP bewegen sich dadurch auf einem Niveau von ca. 7 %.¹⁴¹ Für das Fremdkapital der EIB werden 6 % angesetzt. Die Auszahlung soll ab 2012 jeweils in drei Tranchen erfolgen. Die Laufzeit jeder Tranche beträgt 13 Jahre.

Tabelle 4: Finanzierung des typischen Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Darstellung.

Finanzierung	Volumen	Geschäftsbanken	EIB	
Fremdkapital (60%)	864 Mio. €	564 Mio. €	300 Mio. €	Volumen
Eigenkapital (40%)	576 Mio. €	13 Jahre	13 Jahre	Laufzeit je Tranche
Investitionskosten	1.440 Mio. €	1 Jahr	1 Jahr	Tilgungsfreie Jahre
		3	3	Anzahl Tranchen
		7 %	6 %	Zinssatz
		2012	2012	Auszahlung ab

Abschreibungen erfolgen linear über die Projektlaufzeit von 20 Jahren auf die WEA, die Fundamente und die interne Vernetzung mit einem Restwert von jeweils Null. Es wird ein pauschaler Steuersatz von 35 % auf den Operation Cash-Flow angesetzt und ein Verlustvortrag durchgeführt.

5.4. Risikoidentifizierung, -bewertung und -analyse

Sowohl die Errichtung als auch der Betrieb eines Offshore-Windparks unterliegen einer großen Zahl an Risiken. Durch die alleinige Betrachtung der Erwartungswerte werden diese Risiken nicht berücksichtigt. Für eine Berücksichtigung müssen potenziell auftretende Risiken zuerst identifiziert und systematisch erfasst werden. Dazu erfolgt eine Unterteilung in exogene und endogene Risiken in Abbildung 14.

¹⁴⁰ Vgl. BMU (2011), S. 79.

¹⁴¹ Vgl. ebda, S. 79 f.

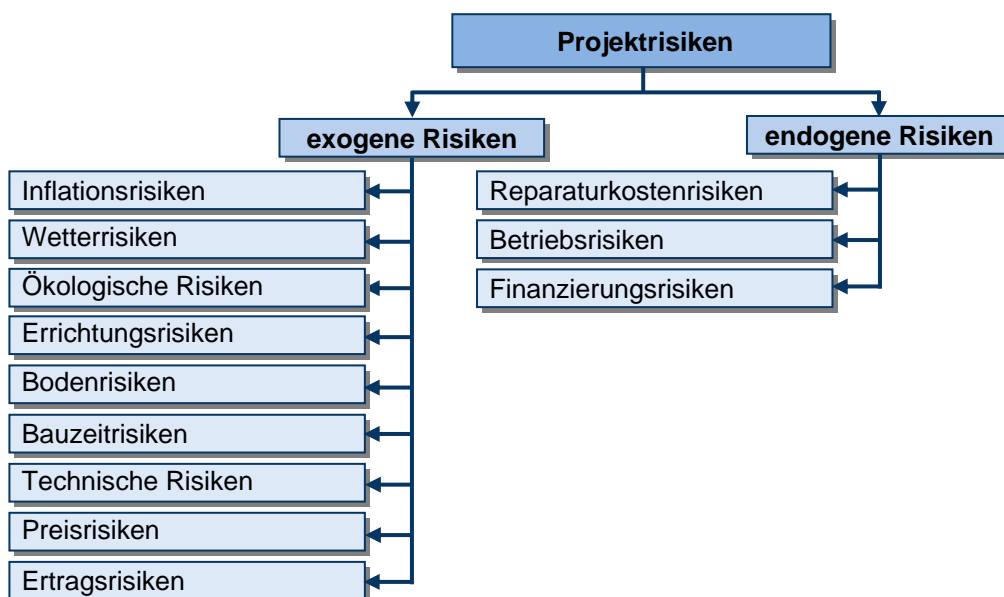


Abbildung 14: Exogene und endogene Projektrisiken

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 141.

Im Rahmen der Risikobewertung wird innerhalb eines Discounted Cash-Flow-Modells der Cash-Flow at Risk ermittelt. In Bezug auf das aufzustellende Modell ist es erforderlich, die risikobehafteten Größen zu definieren. Dabei ist als Zielgröße der Projektwert anzusetzen, der sich auf Grund der gewählten APV-Methode aus der Summe des Free Cash-Flow und des Tax Shield zusammensetzt. Die Berechnung des Tax Shield hängt vom zugrunde gelegten Steuersatz und den Modalitäten des Fremdkapitals ab. Der Free Cash-Flow berechnet sich aus der Differenz zwischen dem Operating Cash-Flow und dem Investment Cash-Flow. Innerhalb dieser Cash-Flow-Komponenten werden die einzelnen risikobehafteten Größen gemäß der Darstellung in Tabelle 5 festgelegt. Sie entsprechen damit den einzelnen zuvor quantifizierten Bereichen der Investitions- und der Betriebskosten.

Tabelle 5: Risikobehaftete Größen innerhalb der Projektwertberechnung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 141.

Projektwert			
Free Cash-Flow			Tax Shield
Investment Cash-Flow	Operating Cash-Flow		
	Projekteinnahmen	Projektausgaben	
<ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlage • Gründung / Fundament • Interne Vernetzung • Planung, Versicherung, Gutachten • Sonstige Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Antizipierte Volllaststunden • Marktvergütung 	<ul style="list-style-type: none"> • Wartung, Reparatur • Transport, techn. Einsatz • Versicherung • Instandhaltung, Überwachung, Kontrolle • Sonstiges • Rückbau 	<ul style="list-style-type: none"> • Steuersatz • Fremdkapitalkonditionen

In Abbildung 15 wird ein Business Risk-Modell dargestellt, das die Ursachen und Auswirkungen der einzelnen Risikofaktoren aufschlüsselt und aufzeigt, an welcher Stelle diese wirken. Das Wetterrisiko und das Inflationsrisiko können als übergeordnete Risikofaktoren betrachtet werden, da sie weitere Faktoren beeinflussen. Ansonsten sind die Risikofaktoren entsprechend ihrer Zurechenbarkeit gegliedert.

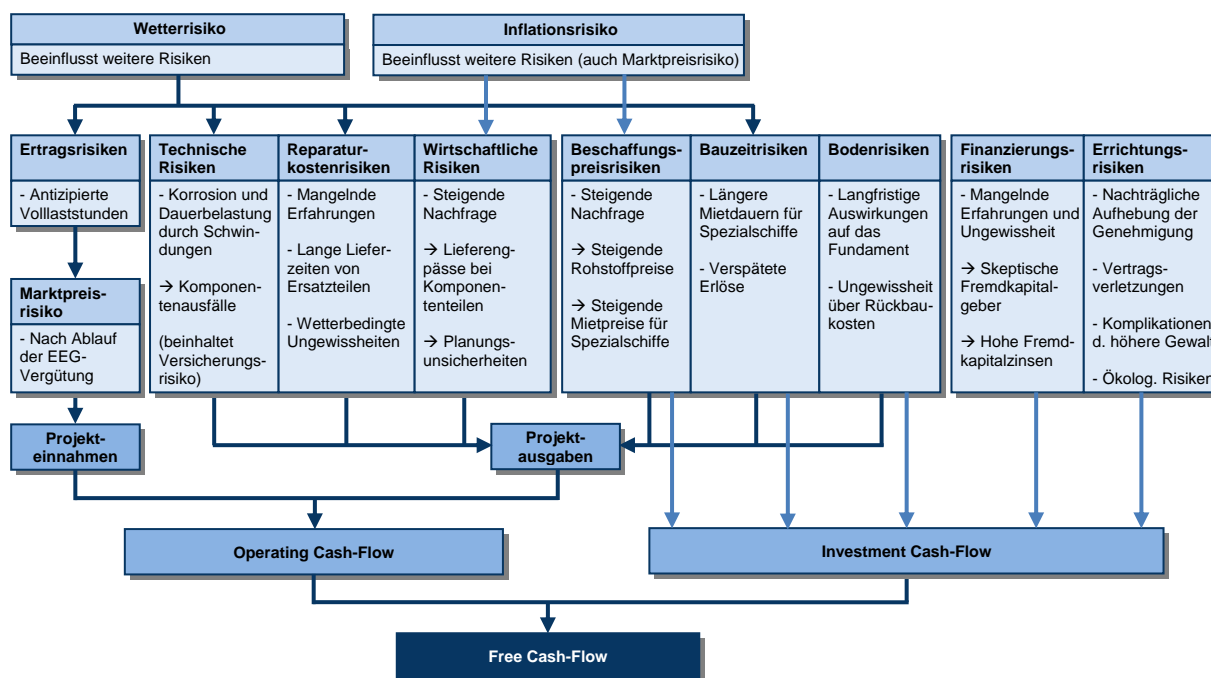


Abbildung 15: Business Risk-Modell

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 141.

5.4.1. Monte Carlo-Simulation

Zur Berücksichtigung der Auswirkungen der einzelnen Risikofaktoren innerhalb der Cash-Flow Betrachtung wird eine Monte Carlo-Simulation durchgeführt. Zur Durchführung wird die Software CrystalBall® von Oracle® eingesetzt und es werden 100.000 Simulationsdurchläufe durchgeführt. Als Ausgangspunkte dienen die dargestellten Kostenkomponenten mit ihren Erwartungswerten sowie Wahrscheinlichkeitsverteilungen, die in Anlehnung an die zuvor identifizierten Risiken zugewiesen werden.

Als Prognosewerte dienen die Investment Cash-Flows bzw. die Operating Cash-Flows der einzelnen Perioden, die letztendlich in Verbindung mit dem Tax Shield zur Prognose des Projektwertes herangezogen werden. Dafür wird für jede in Tabelle 5 definierte Zielgröße eine Wahrscheinlichkeitsverteilung festgelegt, die auf die erwarteten Ausprägungen in den einzelnen Perioden projiziert wird. Durch das Festlegen von Wahrscheinlichkeitsverteilungen wird es ermöglicht exakte statistische Werte, wie z. B. die Volatilität oder unterschiedliche Quantile bzw. den Cash-Flow at Risk, zu ermitteln.¹⁴²

5.4.2. Festlegen der Wahrscheinlichkeitsverteilung

Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen werden durch BetaPERT-Verteilungen beschrieben. PERT steht dabei für *Program Evaluation and Review Technique*.¹⁴³ Die Verteilung stellt eine Abwandlung der Beta-Verteilung dar. Sie eignet sich für das Management von Projekten unter Unsicherheit bzw. unter Risiko und ist damit für die Analyse von Projektrisiken, wie sie bei der Errichtung und dem Betrieb von OWP bestehen, gut geeignet.¹⁴⁴ Ihr Vorteil besteht darin, dass die Wahrscheinlichkeitsverteilung durch die Bestimmung von lediglich drei Punkten vollständig beschrieben wird. Diese drei Punkte entsprechen dem Minimum bzw. dem pessimistischsten Szenario, dem wahrscheinlichsten Szenario und dem Maximum bzw. dem

¹⁴² Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 143.

¹⁴³ Vgl. Wiest/Levy (1969).

¹⁴⁴ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 143.

optimistischsten Szenario.¹⁴⁵ Aufgrund mangelnder Erfahrungen bei der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-WEA kann nicht auf Daten zur Bestimmung von Wahrscheinlichkeitsverteilungen zurückgegriffen werden. Im Vergleich zu den Parametern der Beta- oder der Normalverteilung lassen sich die drei Punkte der Ausgangsszenarien der Beta-Verteilung relativ einfach bestimmen.¹⁴⁶ Der Erwartungswert der Verteilung berechnet sich gemäß Gleichung (4):¹⁴⁷

$$\mu = \frac{\alpha + k * m + \beta}{k + 1} \text{ mit } k = 4 \quad (4)$$

Dabei entspricht α dem Wert des pessimistischsten, m dem Wert des wahrscheinlichsten und β dem Wert des optimistischsten Szenarios. Der Faktor k sorgt für die typische Form der BetaPERT-Verteilung, die einer Standardnormalverteilung ähnelt, vorausgesetzt der Wert des wahrscheinlichsten Szenarios weist den gleichen Abstand zu den Werten des pessimistischsten und des optimistischsten Szenarios auf. Ist dies nicht der Fall, ergeben sich teilweise sehr schiefe Verteilungen.¹⁴⁸

5.4.3. Variationen der einzelnen Kosten- und Erlösbestandteile

Zur Anwendung der BetaPERT-Verteilung müssen jeweils drei verschiedenen Ausprägungen für alle risikobehafteten Komponenten definiert werden. Der Erwartungswert soll dem wahrscheinlichsten Szenario entsprechen, während das pessimistischste bzw. optimistischste Szenario durch festgelegte prozentuale Ab- bzw. Aufschläge auf den Erwartungswert berechnet wird. Zuerst werden die Verteilungen der Komponenten diskutiert, deren Verteilungsannahmen in der späteren Darstellung des Cash-Flow-Modells nicht explizit ausgewiesen werden. Dazu gehören die Inflationsrate, die Errichtungsdauer und die Entwicklung des Marktpreises nach dem Ende der erhöhten EEG-Vergütung. In Tabelle 6 werden die zum Aufstellen der Wahrscheinlichkeitsverteilungen relevanten Angaben zusammengefasst.

Die **Inflationsrate** wirkt sich auf die Betriebskosten aus. Ihr erwarteter Anstieg wird mit 2 % pro Jahr angenommen. Für die Simulation soll eine mögliche Abweichung von - 50 % bzw. + 100 % angenommen werden, die zu absoluten Ausprägungen von 2 % - 50% · 2 % = 1% bzw. 2 % + 100 % · 2 % = 4 % führt. Die pessimistischsten und optimistischsten Werte der anderen Zielgrößen werden analog hierzu berechnet. Die große Variationsbreite basiert auf sehr unsicheren Erwartungen. In den letzten Jahren lag die Inflationsrate in Deutschland bei unter 1 % bis knapp 3 %.¹⁴⁹ Die Verteilung der Werte der **Errichtungsdauer** wird durch das *Bauzeitrisiko* maßgeblich beeinflusst und durch Abweichungen von - 6,67 % und + 20 % und damit durch eine Variationsbreite von 28 bis 36 Monaten beschrieben. Dies lässt sich folgendermaßen begründen: Auch bei einer vorsichtigen Abschätzung und Planung der Errichtungszeit wird eine große Unterschreitung der anvisierten Zeit von 30 Monaten als unwahrscheinlich angesehen. Eine Verlängerung erscheint dagegen vor dem Hintergrund schwer kalkulierbarer Wetterbedingungen bei gleichzeitiger Notwendigkeit von geringen Windgeschwindigkeiten und Wellenhöhen für die Montage der WEA auch über einen weitaus längeren Zeitraum für denkbar. Eine Verkürzung oder Verlängerung wirkt sich im Cash-Flow-Modell ausschließlich auf die Einnahmen aus, indem z. B. bei einer längeren Laufzeit die ersten Erträge zu einem späteren Zeitpunkt realisiert werden. Die Investitionskosten bleiben

¹⁴⁵ Vgl. Haas (2010), S. 135.

¹⁴⁶ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 143.

¹⁴⁷ Vgl. Pleguezuelo/Pérez/Rambaud (2003), S. 60.

¹⁴⁸ Vgl. Haas (2010), S. 158.

¹⁴⁹ Vgl. eurostat (2011).

hingegen durch eine veränderte Errichtungsdauer unverändert. Die **Marktpreisentwicklung** beschreibt die Veränderung des aktuellen Strom-Großhandelspreises pro Jahr. Im Rahmen des Cash-Flow-Modells ist sie unabhängig von der Inflationsrate. Die Verteilung der Änderungsrate wird durch Abweichungen von - 25 % bzw. + 75 % gegenüber des Erwartungswertes beschrieben. Die Variationsbreite der Preissteigerung des Stroms fällt damit im Vergleich zur Inflationsrate geringer aus und liegt mit einer größeren Wahrscheinlichkeit in einem Bereich von über 2 % pro Jahr.

Tabelle 6: Variationen ausgewählter Zielgrößen

Quelle: Eigene Darstellung.

Zielgröße	Einfluss auf	μ	Abweichung	Minimum	Maximum
Inflationsrate Veränderung pro Jahr	Betriebskosten	2 %	- 50% / + 100%	1 %	4 %
Errichtungsdauer	Einnahmen	30 Monate	- 6,67% / + 20 %	28 Monate	36 Monate
Marktpreisentwicklung Veränderung pro Jahr	Einnahmen	2,5 %	- 25 % / + 75 %	1,88 %	4,38 %

Als nächstes werden die Komponenten innerhalb des Investment Cash-Flow betrachtet. Bei ihnen wird die Inflation auf Grund des überschaubaren Zeitraums der Errichtung des Windparks nur in Form des *Beschaffungspreisrisikos* indirekt berücksichtigt. Die Kosten der Projektausgaben innerhalb des Operating Cash-Flow werden hingegen jährlich durch die Inflationsrate angepasst.

Bei den **Anschaffungskosten der WEA** ist das *Beschaffungspreisrisiko* zu beachten. Die Gestaltung der Verträge zwischen den Herstellern der WEA und dem Windparkbetreiber sieht eine Weitergabe von Preisschwankungen an die Betreiber nur teilweise vor. Es können sogenannte Preiseskalationsklauseln vereinbart werden, die den vertraglich vereinbarten Preis an öffentliche Indizes (z. B. Investitionsgüter-, Stahlpreis-, oder Arbeitspreisindex) koppeln und damit das zu übernehmende Risiko beschränken. Die entsprechenden Verträge sind durch sehr individuelle Ausgestaltungen geprägt, so dass von einer maximalen Kostenabweichung von $\pm 5\%$ ausgegangen wird.¹⁵⁰ Die Kosten der **Fundamente** werden sowohl durch das *Beschaffungspreisrisiko* als auch durch das *Bodenrisiko* beeinflusst. Die Fertigungskosten der Strukturen hängen stark von der Preisentwicklung der verwendeten Rohstoffe ab. Darüber hinaus besteht ein großes Entwicklungspotenzial bezüglich der unterschiedlichen Gründungsstrukturen. Diese Gründe sowie eine mangelhafte Erfahrung in Bezug auf langjährige Beanspruchungen¹⁵¹ rechtfertigen Abweichungen vom Erwartungswert in Höhe von $\pm 10\%$. Für die **interne Vernetzung** muss wie bei den Anschaffungskosten das *Beschaffungspreisrisiko* berücksichtigt werden. Es gelten ähnliche Rahmenbedingungen, so dass die gleiche Abweichung von $\pm 5\%$ als angemessen angesehen wird. Für **Planung, Versicherung und Gutachten** werden Abweichungen von - 10 % und + 15 % festgelegt. Die stärkere Abweichung in Richtung höherer Kosten geht dabei auf den Anteil der Versicherung und damit auf das *Versicherungsrisiko* innerhalb der Zielgröße zurück. Auftretende Probleme können in deutlich größerem Ausmaß zu höheren Prämien führen, als es in entgegengesetzter Richtung anzunehmen wäre. Die **sonstigen Investitionskosten** implizieren das *Errichtungsrisiko* und das *Bauzeitrisiko*. Diese Komponente zielt im Vergleich zur betrachteten Verteilung der Errichtungsdauer stärker auf eine direkte monetäre Erfassung des *Bauzeitrisikos* ab. Aufgrund der insgesamt sehr hohen Volatilität wird in diesem Bereich eine Abweichung von $\pm 25\%$ unterstellt.

¹⁵⁰ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 143.

¹⁵¹ Vgl. ebda.

Im Bereich der Projektausgaben werden zuerst die **Wartungs- und Reparaturkosten** betrachtet. Wesentliche Einflussfaktoren sind hierbei die Küstenentfernung des Windparks und die Wetterbedingungen des Standortes¹⁵² sowie mangelnde Erfahrungen hinsichtlich des langfristigen Betriebs von OWP¹⁵³, die durch das *Reparaturkostenrisiko* berücksichtigt werden. Das *Beschaffungspreisrisiko* ist daneben durch die Kosten für Ersatzteile relevant. Als Folge dieser umfangreichen Risiken wird eine Abweichung von $\pm 25\%$ unterstellt. Auf die **Kosten für den Transport und den technischen Einsatz** wirken das *Beschaffungspreisrisiko*, das *technische Risiko* und das *wirtschaftliche Risiko*. Die Kosten umfassen z. B. den Einsatz von Ingenieuren und weiterem Personal sowie die Anmietung von Spezialgeräten, Spezialschiffen und Helikoptern.¹⁵⁴ Durch die große Anzahl der Risikofaktoren mit Einfluss auf diese Kostenkomponente erscheint eine Abweichung von $\pm 25\%$ ebenfalls gerechtfertigt. Die Abweichungen der **Versicherungskosten** werden mit -5% und $+25\%$ festgelegt. Die Gründe für die unterschiedlich starken Abweichungen in negativer bzw. positiver Hinsicht gehen auf die gleiche Argumentation, wie sie für die Versicherungskosten innerhalb der Investitionskosten geführt wurde, zurück. Durch größere Risiken erscheint allerdings eine Abweichung von $+25\%$ als gerechtfertigt. Für die Kosten der **Instandhaltung, Überwachung und Kontrolle** sowie für die **sonstigen Betriebskosten** wurden keine speziellen Risikofaktoren identifiziert. Da es sich allerdings auch bei diesen Zielgrößen um prognostizierte Werte handelt, die mit Unsicherheit behaftet sind, wird eine geringe Abweichung in Höhe von jeweils $\pm 5\%$ angenommen. Die **Rückbaukosten** fallen lediglich im letzten Betriebsjahr des OWP an. In Bezug auf die Abschätzung der Kosten bestehen erhebliche Unsicherheiten. Diese ergeben sich einerseits aus fehlenden gesetzlichen Regelungen hinsichtlich des Ausmaßes der Rückbauverpflichtungen und andererseits aus nicht abzuschätzenden Entwicklungen bezüglich der installierten Fundamente.¹⁵⁵ Die Unsicherheiten werden mit einer Abweichung von $\pm 25\%$ berücksichtigt.

Die Projekteinnahmen werden maßgeblich durch das Windaufkommen bzw. den Windertrag bestimmt. Unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit, von Abschattungseffekten, des Eigenstromverbrauchs und von Stromübertragungsverlusten können daraus die antizipierten **Volllaststunden** berechnet werden.¹⁵⁶ Da der Windertrag im Zeitverlauf starken Schwankungen unterliegt und damit die Volllaststunden als Zielgröße ebenfalls durch eine große Volatilität gekennzeichnet sind, wird für sie eine Abweichung von $\pm 20\%$ vom Erwartungswert angenommen.

Die letzten noch nicht betrachteten risikobehafteten Größen innerhalb der Projektwertberechnung stellen die Fremdkapitalkonditionen und der Steuersatz dar. Beide Größen beeinflussen direkt den Tax-Shield. Von einer Betrachtung von Risikofaktoren wird sowohl in Bezug auf die Fremdkapitalkonditionen als auch bezüglich des Steuersatzes abgesehen.

5.5. Discounted Cash-Flow-Modell

Sämtliche Annahmen über die Investitions- und Betriebskosten sowie die Risikofaktoren werden in einem Cash-Flow-Modell erfasst, wobei zur Projektwertermittlung auf die APV-Methode zurückgegriffen wird. Die Anwendung verlangt die Berechnung eines Diskontierungszinssatzes für die Projekt-Cash-Flows. Dazu muss zuerst die Eigenkapitalrendite be-

¹⁵² Vgl. Cockerill et al.(2001), S. 695.

¹⁵³ Vgl. Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 143.

¹⁵⁴ Vgl. ebda.

¹⁵⁵ Vgl. ebda., S. 144

¹⁵⁶ Vgl. KPMG (2010), S. 81.

stimmt werden. Für den risikolosen Basiszins r_f werden 2,5 %¹⁵⁷ und für die Marktrendite r_M 10 % angenommen. Die Marktrisikoprämie $r_M - r_f$ beträgt demzufolge 7,5 %. Für den Beta-Faktor wird ein Wert von 1,8 angenommen, der sich aus folgenden Überlegungen ergibt: Für Onshore-Projekte kann in Fixpreissystemen wie dem EEG der Beta-Faktor mit ca. 1,2 angesetzt werden.¹⁵⁸ Durch im Vergleich zum Onshore-Bereich deutlich größere Risiken auf Grund geringer Erfahrungswerte, größerer Wetterabhängigkeit, erschwerter Zugänglichkeit und Anlagentechnologie ohne langjährige Erfahrungswerte, erscheint eine Erhöhung des Beta-Faktors um 0,3 als angemessen. Durch die Nutzung des Stauchungsmodells werden die Auswirkungen der einzelnen Risiken darüber hinaus stark erhöht. Daraus ergibt sich auch eine Erhöhung des Gesamtrisikos, so dass die Gesamtwirtschaftlichkeit des Projektes in stärkerem Maße negativ beeinflusst werden kann.¹⁵⁹ Eine weitere Erhöhung des Beta-Faktors um 0,3 auf insgesamt 1,8 erscheint daher sinnvoll. Werden die Werte in Gleichung (3) eingesetzt, ergibt sich für die Eigenkapitalrendite ein Zinssatz von: $r_E = 2,5 \% + 7,5 \% \cdot 1,8 = 16 \%$. Auch vor dem Hintergrund von durchgeführter Befragungen von Projektentwicklern erscheint dieser Zinssatz adäquat, da diese geben die von Investoren verlangten Eigenkapitalrenditen ohne Berücksichtigung des Stauchungsmodells mit 14 % - 15 % an.¹⁶⁰

Zur Berechnung des Diskontierungszinssatzes wird neben der Eigenkapitalrendite auch die Fremdkapitalrendite benötigt. Diese ergibt sich aus den gewichteten durchschnittlichen Fremdkapitalzinssätzen aller Perioden und beträgt 6,66 %. Werden die Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital, sowie deren Anteile in Höhe von 40 % bzw. 60 % in Gleichung (2) eingesetzt, lässt sich der Diskontierungszinssatz für die Cash-Flows des Projektes bestimmen: $r_U = 16 \% \cdot 40 \% + 6,66 \% \cdot 60 \% = 10,39 \%$.

Unter Verwendung aller aufgeführten Annahmen über die Investitions- und Betriebskosten, die Erlöse aus der Vergütung des produzierten Stroms sowie über die Verteilungen der Größen zur Berücksichtigung der Risiken kann ein Cash-Flow-Modell aufgestellt werden. Dieses wird in verkürzter Form in Tabelle 7 dargestellt. In der ersten Spalte werden die einzelnen risikobehafteten Größen inklusive der ihnen zurechenbaren Risiken dargestellt. Die Werte in der Spalte Present Value (PV) entsprechen jeweils der Summe der mit dem Diskontierungszinssatz r_U abgezinsten Werte aller Perioden. Lediglich der Present Value des Interest Tax Shield wird mit anderen Diskontierungszinssätzen berechnet. Diese entsprechen den gewichteten durchschnittlichen Fremdkapitalzinssätzen der einzelnen Perioden.

¹⁵⁷ Vgl. Boerse-Stuttgart (2011), Rubrik Anleihen / Bundesanleihen, Abruf vom 21.09.2011.

¹⁵⁸ Vgl. Tobias (2007), S. 75.

¹⁵⁹ Vgl. BMU (2011), S. 87 f.

¹⁶⁰ Vgl. ebda., S. 89.

Tabelle 7: Darstellung der Cash-Flow Berechnungen des typischen Offshore-Windparks

Quelle: Eigene Darstellung.

Angaben in Mio. €	Risiko	PV	Σ	Inbetriebnahme					
				2012	2013	2014	2015	...	2034
Investition									
Windenergieanlage	μ +/- 5%	530,3	682,4	0,0	250,0	432,4	0,0	...	
Beschaffungspreisrisiko									
Fundament	μ +/- 10%	278,3	340,6	50,0	200,0	90,6	0,0	...	
Beschaffungspreisrisiko									
Bodenrisiko									
Interne Vernetzung	μ +/- 5%	196,1	238,0	40,0	150,0	48,0	0,0	...	
Beschaffungspreisrisiko									
Planung, Versicherung, Gutachten	μ + 15% / - 10%	92,9	111,5	40,0	40,0	31,5	0,0	...	
Versicherungsrisiko									
Sonstige Investitionskosten	μ +/- 25%	54,9	67,5	15,0	25,0	27,5	0,0	...	
Errichtungsrisiko									
Bauzeitrisiko									
Σ Investment Cash-Flow		1152,5	1440,0	145,0	665,0	630,0	0,0	...	
Projekteinnahmen									
Windpotenzial	μ +/- 20%			0	0	1900	3800	...	3800
Vergütung EEG				0,0	0,0	0,19	0,19		0,0
Marktvergütung				0,0	0,0	0,0	0,0		0,1291
Σ Projekteinnahmen		1710,2				144,4	288,8	...	196,3
Projektausgaben									
Wartung, Reparatur	μ +/- 25%	182,9	561,3	0,0	0,0	11,1	22,6	...	33,0
Beschaffungspreisrisiko									
technisches Risiko									
Reparaturkostenrisiko									
Transport, techn. Einsatz	μ +/- 25%	23,9	73,3	0,0	0,0	1,5	3,0	...	4,3
Beschaffungspreisrisiko									
technisches Risiko									
wirtschaftliches Risiko									
Versicherung	μ + 25% / - 5%	153,2	470,3	0,0	0,0	9,3	19,0	...	27,6
Versicherungsrisiko									
Instandhaltung, Überwachung, Kontrolle	μ +/- 5%	8,2	25,3	0,0	0,0	0,5	1,0	...	1,5
Sonstige Betriebskosten	μ +/- 5%	7,4	22,8	0,0	0,0	0,5	0,9	...	1,3
Rückbau	μ +/- 25%	9,9	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	...	80
technisches Risiko									
Bodenrisiko									
Σ Projektausgaben		352,3	1232,9	0,0	0,0	22,8	46,5	...	148,8
Operating Cash-Flow									
Operating Cash-Flow vor Steuern		1357,9	3659,1	0,0	0,00	121,6	242,3	...	48,5
- Steuern				0,0	0,0	0,0	0,0	...	17,0
= Operating Cash-Flow		1105,3	2882,4	0,0	0,0	121,6	242,3	...	31,5
Tax Shield		95,81		0,0	0,0	6,7	13,0	...	0,0

5.6. Resultate

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Cash-Flow-Modells und der Monte Carlo-Simulation dargestellt. Zuerst wird das Gesamtergebnis betrachtet, wobei der Projektwert sowie der Cash-Flow at Risk und die Debt Service Cover Ratio im Fokus der Betrachtung stehen. Anschließend werden die Auswirkungen einzelner Risiken und Risikogruppen auf den Projektwert untersucht. Schließlich werden die Ergebnisse und die zugrunde gelegten Annahmen einer kritischen Würdigung unterzogen.

5.6.1. Gesamtergebnis

Zuerst wird der Free Cash-Flow aus der Differenz des Operating Cash-Flow (nach Steuern) und den Investitionskosten berechnet. Anschließend wird der Discounted Free Cash-Flow mit Hilfe des Diskontierungszinssatzes r_U in Höhe von 10,39 % berechnet. Der Tax Shield wird mit den gewichteten durchschnittlichen Fremdkapitalzinssätzen der einzelnen Perioden diskontiert (jeweils ca. 6,66 %). Aus der Summe des Discounted Free Cash-Flow und des Discounted Tax Shield wird, wie in Tabelle 8 dargestellt, der Projektwert berechnet.

Tabelle 8: Tabellarische Darstellung der Discounted Cash-Flow Bewertung

Quelle: Eigene Darstellung.

Angaben in Mio. €	Σ	2012	2013	2014	2015	2016	...
Free Cash-Flow		-145,0	-665,0	-508,4	242,3	237,0	...
Discounted Free Cash-Flow	-40,0	-131,3	-545,7	-377,9	163,1	144,6	...
Tax Shield				6,7	13,0	18,9	...
Discounted Tax Shield	95,8			5,9	10,7	14,6	...
Projektwert	55,8	-131,3	-545,7	-372,0	173,9	159,2	...
Kumulierter Projektwert		-131,3	-677,0	-1049,0	-875,1	-715,9	...

Das Ergebnis erlaubt mehrere Aussagen über den Modellfall des typischen Offshore-Windparks in Deutschland als Investitionsmöglichkeit:

1. Der erwartete Projektwert fällt mit einem Wert von 55,8 Mio. € positiv aus. Die Investitionsmöglichkeit des typischen OWP in Deutschland erweist sich damit für die Eigenkapitalgeber als vorteilhaft. Sie erhalten ihr eingesetztes Kapital zurück und erzielen eine Rendite, die über der angesetzten Eigenkapitalrendite von 16 % liegt. Da die Renditeforderungen übertroffen werden, stellt die Alternative des typischen OWP im Vergleich zu anderen Investitionsmöglichkeiten mit gleichem Risiko eine bessere Wahl dar.
2. Ausgehend vom positiven Projektwert lässt sich der Diskontierungszinssatz berechnen, für den der Projektwert genau Null ist. Dieser Zinssatz entspricht der Internal Rate of Return (IRR). Im Fall des betrachteten typischen OWP liegt die IRR bei 11,38 %. Davon ausgehend lässt sich bei gleichem Eigen- und Fremdkapitalanteil sowie den gleichen Fremdkapitalkonditionen durch Umstellen der Gleichung (2) nach r_E die Eigenkapitalrendite berechnen, die zur IRR von 11,38% führt:

$$r_E = \frac{r_U - r_D * D/V}{E/V} = \frac{11,38 \% - 6,66 \% * 0,6}{0,4} = 18,46 \%$$
3. Die Entwicklung des kumulierten Projektwertes zeigt auf, ab welchem Zeitpunkt das Projekt unter Beachtung der geforderten Eigenkapitalrendite einen positiven Barwert aufweist und damit eine lohnende Investitionsmöglichkeit darstellt. Er nimmt erstmals im Jahr 2029 nach einer Betriebszeit von 15 Jahren einen positiven Wert an.

4. Der Barwert des Free Cash-Flow, ist mit einem Wert von -40,0 Mio. € negativ. Der positive Projektwert ergibt sich ausschließlich aus der Addition mit dem Barwert des Tax Shield in Höhe von 95,8 Mio. €. Der Tax Shield stellt den Steuervorteil dar, der sich aus der Aufnahme von Fremdkapital ergibt. Aus den Ergebnissen lässt sich demzufolge ableiten, dass als Folge einer Unterstellung einer vollständigen Eigenkapitalfinanzierung die angestrebte Eigenkapitalrendite von 16 % nicht erzielt werden würde.

Als nächstes wird die Verteilung des Projektwertes bei Anwendung der Monte Carlo-Simulation in Abbildung 16 dargestellt.

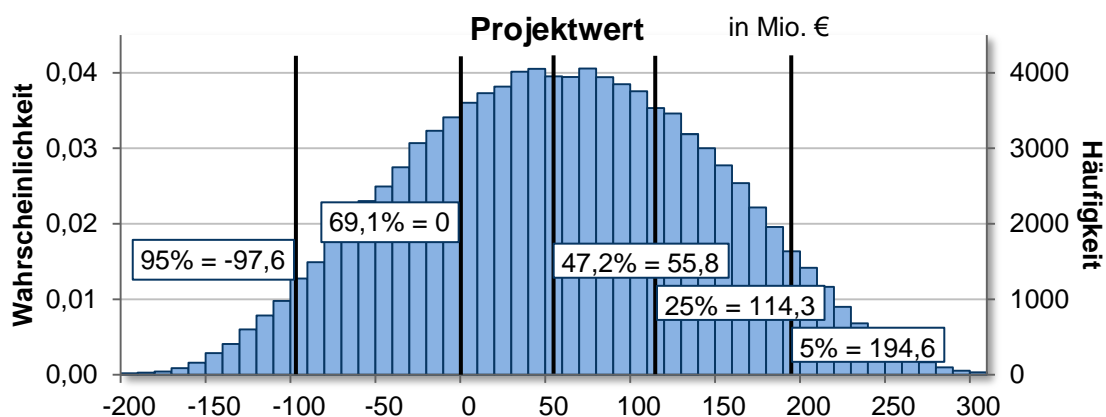


Abbildung 16: Ergebnisverteilung des Projektwertes
Quelle: Eigene Berechnungen (mit Hilfe von CrystalBall®).

Die Verteilung des Projektwertes weist unter Berücksichtigung von mehr als 99,9 % der simulierten Werte eine Bandbreite von -200 bis 300 auf. Für die Betrachtung eines konkreten Cash-Flow at Risk wird ein Konfidenzniveau von 95 % gewählt. Der $CFaR_{95\%}$ entspricht dem 5 %-Quantil der Verteilung und beträgt -97,6 Mio. €. Der Projektwert des OWP bezogen auf die 20 jährige Betriebslaufzeit beträgt bei einem unterstellten Diskontierungszinssatz von 10,39 % mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % also mindestens -97,6 Mio. €. Bezogen auf das Simulationsergebnis und den $CFaR$ können mehrere Aussagen getroffen werden:

1. Der zu 95 % sichere Projektwert weist einen negativen Wert auf. Wollen die Eigenkapitalgeber auf Basis einer 95%igen Sicherheit eine Investitionsentscheidung fällen, so ist das Projekt abzulehnen, da die Renditeforderungen in Bezug auf das Eigenkapital bei dem geforderten Sicherheitsniveau nicht erfüllt werden.
2. Analog zu Punkt 2 der Betrachtung des Projektwertes, basierend auf den Erwartungswerten, kann die IRR für den $CFaR_{95\%}$ berechnet werden. Sie beträgt in diesem Fall 8,62 %. Die hiermit verbundene Eigenkapitalrendite liegt bei 11,57 %. Durch die Realisierung des Projektes des typischen OWP wird demzufolge mit 95%iger Sicherheit eine Eigenkapitalrendite in dieser Höhe erzielt.
3. Mit dieser Wahrscheinlichkeit von 69,1 % ist der Projektwert gleich Null, d. h. der $CFaR_{69,1\%} = 0$. Die geforderte Eigenkapitalrendite von mindestens 16 % wird demzufolge mit einer Wahrscheinlichkeit von 69,1 % erreicht.
4. Die zu Beginn des Abschnitts dargestellten Befunde unter ausschließlicher Betrachtung der Erwartungswerte mit einem Projektwert von 55,8 Mio. € gelten mit einer Wahrscheinlichkeit von 47,2 %, da der $CFaR_{47,2\%} = 55,8$ ist.

5. Werden geringere Konfidenzniveaus gewählt zeigt sich, dass auch deutlich größere Renditen erzielt werden können. So wird z. B. mit einer Wahrscheinlichkeit von 25 % ein Projektwert von mindestens 114,3 Mio. € erzielt, d. h. der $CFaR_{25\%} = 114,3$.

Das Prinzip des Value at Risk lässt sich analog zur Anwendung auf den Cash-Flow bzw. den Projektwert auch auf die DSCR übertragen. In Abbildung 17 wird die Entwicklung der DSCR im Verlauf der Betriebszeit des OPW für mehrere Konfidenzniveaus dargestellt.

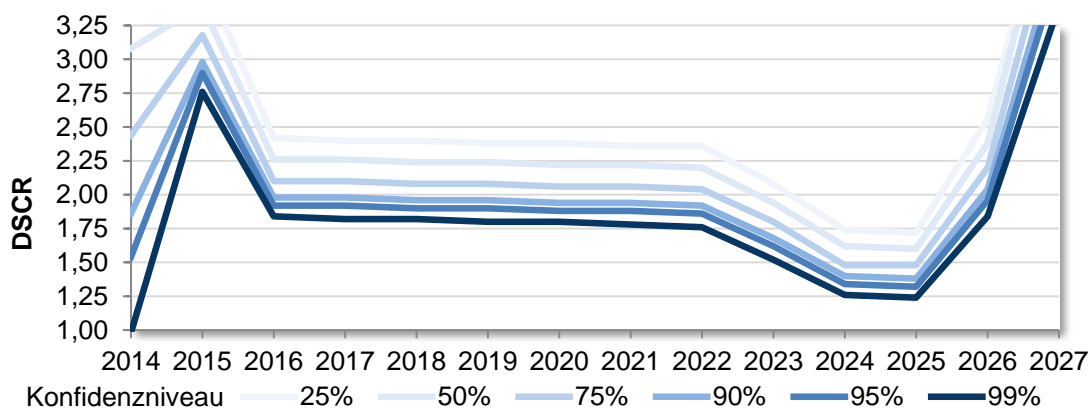


Abbildung 17: Entwicklung der DSCR für unterschiedliche Konfidenzniveaus

Quelle: Eigene Berechnungen (mit Hilfe von CrystalBall®).

Es wird deutlich, dass sich die DSCR für unterschiedliche Konfidenzniveaus im Jahr 2014 stark unterscheidet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die ersten Tranchen der gewährten Kredite zurückgezahlt werden, aber der Zeitpunkt des Betriebsbeginns bzw. der ersten Einnahmen unsicher ist. Kritischer ist der Zeitraum von 2023 bis 2025. Im Jahr 2023 fällt die durch die Wahl des Stauchungsmodells erhöhte Anfangsvergütung von 19 Cent / kWh auf nur noch 15 Cent / kWh ab, was deutlich reduzierte Erträge zur Folge hat. Bei OWP verlangen die Fremdkapitalgeber eine DSCR von mindestens 1,35 bis 1,4.¹⁶¹ Es lässt sich erkennen, dass dieser Wert nur mit einer Wahrscheinlichkeit von knapp 90 % erreicht wird. Da die Anwendung des VaR sämtliche identifizierten Risikofaktoren berücksichtigt, kann an dieser Stelle dennoch von einem ausreichenden Schuldendeckungsgrad ausgegangen werden.

Insgesamt wird deutlich, dass unter ausschließlicher Betrachtung der Erwartungswerte ein positives Fazit in Bezug auf den OWP als Investitionsmöglichkeit gezogen werden kann. Werden die Projektrisiken in die Betrachtung mit einbezogen, wird die geforderte Eigenkapitalrendite von 16 % nur mit einer Wahrscheinlichkeit von knapp 47 % erreicht oder übertroffen. Gleichzeitig sind große Abweichungen des Projektwertes und damit auch der Rendite sowohl in positiver, als auch in negativer Richtung möglich. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % wird allerdings noch immer eine interne Verzinsung von über 8,6 % erzielt, die bei dem gewählten Konfidenzniveau als ausreichend angesehen werden kann. Die Betrachtung der DSCR verdeutlicht, dass die Interessen der Fremdkapitalgeber ebenfalls befriedigt werden. Der typische OWP in Deutschland erweist sich damit auch unter Berücksichtigung von Risiken als gute Investitionsmöglichkeit.

¹⁶¹ Vgl. KPMG (2010), S. 87.

5.6.2. Kritische Würdigung der Annahmen und Ergebnisse

Die Daten der einzelnen Komponenten im Bereich der Investitions- und Betriebskosten basieren überwiegend auf Umfrageergebnissen unter Projektentwicklern.¹⁶² Die abgeleiteten Erkenntnisse beziehen sich auf geplante OWP und nicht auf bereits realisierte Windparks. Die Datenbasis ist demzufolge mit einer größeren Unsicherheit behaftet. Durch die Berücksichtigung einer größeren Zahl an geplanten OWP wird dieses Risiko etwas reduziert.

Ein Kernelement der durchgeführten Analysen stellen die Verteilungsannahmen dar. Die unterstellte BetaPERT-Verteilung erweist sich gegenüber einer Standardnormalverteilung als weniger problematisch in Bezug auf die benötigten Parameter. Die Parameterwahl basiert allerdings nur auf groben Einschätzungen, wobei die Unterstellung großer Abweichungen von den Erwartungswerten die vorhandenen Risiken weitgehend erfassen dürften. Daneben kann die BetaPERT-Verteilung je nach Parameterwahl für ausgeprägte schiefe Verteilungen sorgen, für die sich eine Begründung in der Praxis als sehr schwierig erweist.¹⁶³

Im Zusammenhang mit den Verteilungsannahmen jedes Parameters steht auch deren Anwendung auf die einzelnen Perioden. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung jeder Zielgröße wird durch jeweils eine Simulation auf die Erwartungswerte aller Perioden übertragen. Konkret bedeutet dies z. B. in Bezug auf die WEA, dass Zufallszahlen im Bereich von 0,95 bis 1,05 generiert werden und jede Zufallszahl als Multiplikator für die Erwartungswerte aller Perioden verwendet wird. Im Fall eines generierten Faktors von 1,05 würden bei der Berechnung des Projektwertes demnach Kosten für die WEA von $250 \cdot 1,05 = 262,5$ Mio. € und $432,4 \cdot 1,05 = 454$ Mio. € berücksichtigt. Es wäre alternativ möglich für jede Periode unabhängige Verteilungen zu unterstellen. Allerdings fällt die Schwankungsbreite in der Summe dabei wesentlich geringer aus, so dass die unwahrscheinlichsten (Rand-)werte eine wesentlich geringere Berücksichtigung erfahren würden.¹⁶⁴

Zur Berechnung des Projektwertes wird ein einziger Steuersatz herangezogen, was vor dem Hintergrund des deutschen Steuersystems als unrealistisch gelten muss. Das Modell wird durch diese Abstraktion allerdings vereinfacht und die wesentlichen Aussagen des Modells sollten auch unter der Annahme eines pauschalen Steuersatzes weiterhin Gültigkeit haben.

Der Value at Risk erweist sich bezüglich seiner Aussagekraft als problematisch, weil sehr unwahrscheinliche Ausprägungen unberücksichtigt bleiben, wenn gängige Konfidenzniveaus von 95 % oder auch 99 % gewählt werden. Gleichzeitig besteht das Ziel der Anwendung nicht in der Bestimmung der negativsten Ausprägung des Zielwertes.¹⁶⁵

Insgesamt bilden die Annahmen des Cash-Flow-Modells in Anbetracht der wenigen verfügbaren Daten eine annehmbare Grundlage, um auf ihrer Basis Analysen durchzuführen. Die gewonnenen Erkenntnisse berücksichtigen zwar extreme Schadensereignisse, wie z. B. den notwendigen Austausch aller Gondeln eines Anlagentyps¹⁶⁶, nur eingeschränkt, doch lassen sich die Ergebnisse dennoch für allgemeingültige Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von OWP in Deutschland gebrauchen.

¹⁶² Vgl. KPMG (2010), S. 76 ff; BMU (2011), S. 64 ff; Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 135 ff.

¹⁶³ Vgl. Haas (2010), S. 158.

¹⁶⁴ Bei einer Wahrscheinlichkeit von 1 % für die größte Abweichung vom Erwartungswert i. H. v. 5 % liegt die Gesamtwahrscheinlichkeit für die im Beispiel dargestellte Ausprägung von 262,5 + 454 Mio. € bei genau einer Verteilung für alle Perioden bei genau diesem 1 %. Bei separaten Verteilungen für jede Periode würde die Gesamtwahrscheinlichkeit für diese Ausprägung bei nur noch $0,01^2 = 0,0001 = 0,01$ % liegen.

¹⁶⁵ Vgl. Wolke (2008), S. 59.

¹⁶⁶ Vgl. DOTI (2010).

6. Fazit und Ausblick

Die Arbeit zeigt, dass auf Basis des EEG 2012 der wirtschaftliche Betrieb von OWP in Deutschland im Rahmen einer Projektfinanzierung möglich ist. Die an das Vergütungssystem des EEG gestellten Anforderungen in Bezug auf die Förderung des Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung werden erfüllt. Durch die Neuregelung des EEG verbessert sich die Grundlage der Vergütung, wobei insbesondere das neu eingeführte Stauchungsmodell zu einer insgesamt verbesserten Situation der Einnahmen führt. Aus Sicht der Fremdkapitalgeber erweist sich die Wahl des neu eingeführten Stauchungsmodells ebenfalls als positiv, da die Überdeckung des Schuldendienstes in den ersten Betriebsjahren größer ausfällt, so dass das EEG ihren Anforderungen nach mehr Sicherheit gerecht wird.

Insgesamt zeigt sich, dass eine genaue Erfassung sowie eine differenzierte Analyse sämtlicher Risikofaktoren für den Erfolg der Projektfinanzierung eines Offshore-Windparkprojektes unerlässlich sind, da die im Rahmen der Projektfinanzierung erzielbare Eigenkapitalrendite maßgeblich von den Auswirkungen der einzelnen Risiken abhängt. Um eine attraktive Rendite zu erhalten ist es notwendig, ein funktionierendes Risikomanagementsystem zu implementieren. In diesem Zusammenhang muss auf die Reduzierung und die Verteilung der Risiken unter den beteiligten Akteuren im Rahmen einer kontinuierlichen Risikokontrolle besonderes Augenmerk gelegt werden. Zur Risikomessung erweist sich die Monte Carlo-Simulation im Rahmen des Discounted Cash-Flow-Modells als geeignet, da auf ihrer Grundlage eine detaillierte Analyse der einzelnen Risikofaktoren und deren Auswirkungen ermöglicht wird. Durch Kennzahlen wie dem VaR bzw. dem CFaR wird die Aussagekraft des Modells erhöht. Im Rahmen der Risikomessung und der Bewertung der Ergebnisse des aufgestellten Cash-Flow-Modells werden die Herausforderungen in Bezug auf die Anlagentechnologie sowie O&M verdeutlicht. Technische Probleme und damit Ausfallzeiten wirken sich besonders stark auf den Projekterfolg und auf die erzielbare Rendite aus. Eine Risikoreduzierung im Bereich der Anlagentechnologie durch den Einsatz wartungsarmer und besonders zuverlässiger Anlagentypen sollte eines der vorrangigen Ziele sein.

Auf Grund verbesserter Rahmenbedingungen durch das EEG 2012 wird in den nächsten Jahren ein starker Ausbau der Offshore-Windenergie zu verzeichnen sein. Ein großer Teil der Projekte wird dabei im Rahmen einer Projektfinanzierung realisiert werden, da der Kapitalbedarf bei einer Unternehmensfinanzierung nur durch große Unternehmen, wie z. B. einige EVU, aufgebracht werden kann. Dabei drängen verstärkt große Finanzinvestoren in den Markt, die von hohen Renditeerwartungen angetrieben werden. Durch die Schuldenkrise und die damit verbundenen Fluktuationen auf den Aktienmärkten wird diese Entwicklung verstärkt. Daneben existieren außerhalb der Offshore-Windenergiebranche nur wenige Großvorhaben, die als Projektfinanzierung realisiert werden und sich damit als Investitionsmöglichkeit für Finanzinvestoren eignen. Zusätzlich werden sowohl der Ausbau von Fertigungskapazitäten für WEA und Fundamente als auch der Bau neuer Spezialschiffe die Entwicklung begünstigen. Im Zuge des verstärkten Ausbaus der Offshore-Windenergie werden die eingesetzte Anlagentechnologie und die Service- und Wartungskonzepte eine kontinuierliche Weiterentwicklung und Verbesserung erfahren und damit zu Kostenreduzierungen führen.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- 4C Offshore (2011).** Online verfügbar unter <http://www.4coffshore.com/>. zuletzt geprüft am: 19.06.2011.
- BARD Engineering (2011). Aktuelle Meldungen der BARD-Gruppe.** Online verfügbar unter <http://www.bard-offshore.de/>. zuletzt geprüft am: 21.06.2011.
- Berk, Jonathan B.; DeMarzo, Peter M. (2007):** *Corporate finance*. Boston: Pearson International.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2002):** *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See*. im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Online verfügbar unter: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/6890.php; zuletzt geprüft am: 05.07.2011.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2011):** *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß §65 EEG: Vorhabe Ile Windenergie*. 2. Wissenschaftlicher Bericht. Online verfügbar unter: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47459.php; zuletzt geprüft am: 02.09.2011.
- Boerse-Stuttgart (2011):** *Markt und Kurse: Bundesanleihen*. Online verfügbar unter: <https://www.boerse-stuttgart.de/de/marktundkurse/anleihen/bundesanleihen/bundesanleihen.html>; zuletzt geprüft am: 19.09.2011.
- Böttcher, Jörg (2009):** *Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben* (1. Auflage). München: Oldenbourg.
- Böttcher, Jörg; Blattner, Peter (2011):** *Projektfinanzierung* (3. Auflage). München: Oldenbourg.
- Braun, Inga (2005):** *Discounted-Cashflow-Verfahren und der Einfluss von Steuern: Der Unternehmenswert unter Beachtung von Bewertungsnormen*. Zugl.: Frankfurt am Main, Univ., Diss., 2004 (1. Auflage). *Gabler Edition Wissenschaft : Rechnungswesen und Unternehmensüberwachung*. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag.
- BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2007):** *Standard: Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen*.
- BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) (2011):** *Continental Shelf Information System*. Online verfügbar unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/index.jsp>; zuletzt geprüft am: 01.08.2011.
- Burger, Anton; Buchhart, Anton (2002):** *Risiko-Controlling*. München: Oldenbourg.
- Cockerill, T. T.; Kühn, M.; van Bussel, G. J. W.; Bierbooms, W.; Harrison, R. (2001).** Combined technical and economic evaluation of the Northern European offshore wind resource. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Volume 89, Issue 7-8*, S. 689–711.
- dena (Deutsche Energie-Agentur) (2010b):** *Häfen - Infrastruktur für Offshore-Windparks*. Online verfügbar unter: <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=10287>; zuletzt geprüft am: 12.08.2011.
- DIE ZEIT (2006):** *Abenteuer auf hoher See: Technische Probleme und hohe Preise der Offshore-Anlagen stoppen den Ausbau der Windkraft*. Online verfügbar unter: http://www.zeit.de/2006/32/Offshore_neu; zuletzt geprüft am: 11.08.2011.
- DIN 69901 5 (Januar 2009).**

- DOTI (Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur-GmbH & Co. KG) (2010):** *Austausch der M5000-Gondeln bei alpha ventus abgeschlossen*. Online verfügbar unter: http://www.alpha-ventus.de/uploads/media/alpha_ventus_PM_Gondeltausch_abgeschlossen_101012.pdf.
- DOTI (Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur-GmbH & Co. KG) (2011):** *FACT-SHEET alpha ventus; zuletzt geprüft am: 07.08.2011*.
- EEA (European Environment Agency) (2009):** *Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints*. Online verfügbar unter: <http://www.eea.europa.eu/publications/europes-onshore-and-offshore-wind-energy-potential/>; zuletzt geprüft am: 27.07.2011.
- Elfggen, Ralph (2002).** Implementierung von Risikocontrolling-Systemen. In R. Hölscher & R. Elfggen (Hrsg.), *Herausforderung Risikomanagement. Identifikation, Bewertung und Steuerung industrieller Risiken* (1. Auflage, S. 313–330). Wiesbaden: Gabler Verlag.
- eurostat (2011):** *HVPI - Gesamtindex - Inflationsrate des Jahresdurchschnitts*. Online verfügbar unter: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>; zuletzt geprüft am: 22.09.2011.
- EWEA (European Wind Energy Association) (2010):** *Wind energy - the facts: A guide to the technology, economics and future of wind power*. London: Earthscan.
- Frey, Herbert C.; Nießen, Gero (2001):** *Monte-Carlo-Simulation: Quantitative Risikoanalyse für die Versicherungsindustrie*. München: Gerling Akademie Verlag.
- Gerdes, Gerhard, Tiedemann, Albrecht, & Zeelenberg, Sjoerd (2007):** *Case Study: European Offshore Wind Farms: A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms*.
- Gröhl, Matthias (1990).** *Bankpolitische Konsequenzen der Projektfinanzierung*. Universität, Marburg.
- Haas, Stefan (2010):** *Modell zur Bewertung wohnwirtschaftlicher Immobilien-Portfolios unter Beachtung des Risikos*. Wiesbaden: Gabler Verlag / Springer Fachmedien.
- Hau, Erich (2008):** *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit* (4. Auflage). Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- Henselmann, Klaus; Kniest, Wolfgang (1999):** *Unternehmensbewertung: Praxisfälle mit Lösungsskizzen*. Herne u.a: Verl. Neue Wirtschafts-Briefe.
- Hupe, Michael (1995).** *Steuerung und Kontrolle internationaler Projektfinanzierungen*. Techn. Hochsch, Frankfurt am Main, Berlin, Darmstadt.
- Jarass, Lorenz; Obermair, Gustav M.; Voigt, Wilfried (2009):** *Windenergie: Zuverlässige Integration in die Energieversorgung*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- Junginger, Hans Martin (2005):** *Learning in Renewable Energy Technology Development*. PhD thesis. Promoter: W.C. Turkenburg, Co-Promoter: A.P.C. Faaij, Copernicus Institute, Utrecht University.
- KPMG (2010):** *Offshore Wind in Europe: 2010 Market Report*.
- Kremers, Markus (2002).** Value-at-Risk-basierte Messung des Risikopotenzials von Investitionsvorhaben. In R. Hölscher & R. Elfggen (Hrsg.), *Herausforderung Risikomanagement. Identifikation, Bewertung und Steuerung industrieller Risiken* (1. Auflage, S. 273–293). Wiesbaden: Gabler Verlag.
- Kühn, Martin (2002).** Offshore-Windenergietechnik: Technologieentwicklung und Perspektiven. In Forschungsverbund Erneuerbare Energien (Hrsg.), *Solare Kraftwerke*.
- Lönker, Oliver (2006).** Die Steckdose auf dem Meer. In: *neue energie*, (12/2006), S. 22–25.

- Madlener**, Reinhard; **Siegers**, Lena; **Bendig**, Stefan (2009). Risikomanagement und -controlling bei Offshore-Windenergieanlagen. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 33(2), S. 135–146.
- Mertens**, Peter (1982): *Simulation* (2. Auflage). *Sammlung Poeschel: Vol. 61*. Stuttgart: Poeschel.
- Morgan**, C. A.; **Snodin**, H. M.; **Scott**, N. C. (2003). Offshore Wind: Economics of scale, engineering resource and load factors. In: *Garrad Hassan*, (18.12.2003).
- Neumann**, Michael Dr. (2008, Januar): *Alternative Gründungsvarianten*, Hamburg.
- Nevitt**, Peter K.; **Fabozzi**, Frank J. (2000): *Project financing* (7. Auflage). London: Euro-money Books.
- ODE** (2007): *Study of the costs of offshore wind generation*. Department of Trade and Industry.
- Pleguezuelo**, Rafael H.; **Pérez**, José García; **Rambaud**, Salvador Cruz (2003). A note on the reasonableness of PERT hypotheses. In: *Operations Research Letters*, (31), S. 60–62.
- Quilitzsch**, Carsten (2009): *Projektfinanzierung als Mittel zur Umsetzung internationaler Rohstoffvorhaben* (1. Auflage). *Beiträge zum transnationalen Wirtschaftsrecht: Vol. 92*. Halle (Saale): Inst. für Wirtschaftsrecht.
- Richter**, Mario (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.
- Rücker**, Uwe-Christian (1999): *Finanzierung von Umweltrisiken im Kontext eines systematischen Risikomanagements*. Zugl.: Kaiserslautern, Univ., Diss., 1998. *Schriftenreihe Finanzmanagement: Vol. 1*. Berlin: Verlag Wissenschaft und Praxis.
- Schmitt**, Wolfram (1989): *Internationale Projektfinanzierung bei deutschen Banken: Analyse einer neuen Bankmarktleistung unter besonderer Berücksichtigung risikopolitischer und implementierungsstrategischer Entscheidungsfelder*. *Wirtschaftswissenschaftliche Reihe: Vol. 37*. Frankfurt am Main: Knapp Verlag.
- Schmitz**, Thorsten; **Wehrheim**, Michael (2006): *Risikomanagement: Grundlagen, Theorie, Praxis*. Stuttgart: Kohlhammer.
- Schwall**, Benedikt (2001): *Die Bewertung junger, innovativer Unternehmen auf Basis des Discounted cash flow*. Frankfurt: Lang.
- Technische Universität Berlin** (2008): *Indirekte Kosten der EEG-Förderung: Kurz-Studie im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM)*. Berlin. Online verfügbar unter: http://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Publications/2008_Erdmann_indirekte-EEG-Kosten.pdf; zuletzt geprüft am: 11.07.2011.
- Tobias**, Stefan (2007): *Investitionsrechnung von Projekten in Windkraftanlagen: Bewertungsbesonderheiten und Investitionscontrolling*. *Reihe Nachhaltigkeit: Vol. 8*. Hamburg: Diplomica Verlag.
- Twidell**, John; **Gaudiosi**, Gaetano (Hrsg.) (2009): *Offshore wind power*. Brentwood: Multi-Science Pub. Co.
- Tytco**, Dagmar (1999): *Grundlagen der Projektfinanzierung*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Ueckermann**, Heinrich (1990). Technik der internationalen Projektfinanzierung. In K. Backhaus, O. Sandrock, J. Schill, & H. Ueckermann (Hrsg.), *Projekt-Finanzierung. Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte einer Finanzierungsmethode für Großprojekte* (S. 13–28). Stuttgart.

- Uekermann, Heinrich (1993):** *Risikopolitik bei Projektfinanzierungen: Maßnahmen und ihre Ausgestaltung*. Zugl.: Münster (Westfalen), Univ., Diss., 1992. *DUV-Wirtschaftswissenschaft*. Wiesbaden: Dt. Univ.-Verl.
- Weber, Barbara; Alfen, Hans Wilhelm; Maser, Stefan (2006):** *Projektfinanzierung und PPP: Praktische Anleitung für PPP und andere Projektfinanzierungen*. Köln: Bank Verlag.
- Weinhold, Nicole (2005).** Teurer Grund. In: *neue energie*, (10/2005), S. 34–38.
- Wiest, Jerome D.; Levy, Ferdinand K. (1969):** *A management guide to PERT / CPM*. Englewood Cliffs NJ: Prentice-Hall.
- Wolf, Birgit; Hill, Mark; Pfau, Michael (2003):** *Strukturierte Finanzierungen: Projektfinanzierung, Buy-out-Finanzierung, Asset-Backed-Strukturen*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Wolke, Thomas (2008):** *Risikomanagement* (2. Auflage). München: Oldenbourg.
- ZEIT ONLINE (2011):** *Finanzinvestoren bauen jetzt Windparks*. Online verfügbar unter: <http://www.zeit.de/wirtschaft/unternehmen/2011-08/offshore-windkraft-finanzinvestoren>; zuletzt geprüft am: 25.09.2011

IWI Discussion Paper Series/Diskussionsbeiträge

ISSN 1612-3646

- Michael H. Breitner, *Rufus Philip Isaacs and the Early Years of Differential Games*, 36 p., #1, January 22, 2003.
- Gabriela Hoppe and Michael H. Breitner, *Classification and Sustainability Analysis of e-Learning Applications*, 26 p., #2, February 13, 2003.
- Tobias Brüggemann und Michael H. Breitner, *Preisvergleichsdienste: Alternative Konzepte und Geschäftsmodelle*, 22 S., #3, 14. Februar, 2003.
- Patrick Bartels and Michael H. Breitner, *Automatic Extraction of Derivative Prices from Webpages using a Software Agent*, 32 p., #4, May 20, 2003.
- Michael H. Breitner and Oliver Kubertin, *WARRANT-PRO-2: A GUI-Software for Easy Evaluation, Design and Visualization of European Double-Barrier Options*, 35 p., #5, September 12, 2003.
- Dorothee Bott, Gabriela Hoppe und Michael H. Breitner, *Nutzenanalyse im Rahmen der Evaluation von E-Learning Szenarien*, 14 S., #6, 21. Oktober, 2003.
- Gabriela Hoppe and Michael H. Breitner, *Sustainable Business Models for E-Learning*, 20 p., #7, January 5, 2004.
- Heiko Genath, Tobias Brüggemann und Michael H. Breitner, *Preisvergleichsdienste im internationalen Vergleich*, 40 S., #8, 21. Juni, 2004.
- Dennis Bode und Michael H. Breitner, *Neues digitales BOS-Netz für Deutschland: Analyse der Probleme und mögliche Betriebskonzepte*, 21 S., #9, 5. Juli, 2004.
- Caroline Neufert und Michael H. Breitner, *Mit Zertifizierungen in eine sicherere Informationsgesellschaft*, 19 S., #10, 5. Juli, 2004.
- Marcel Heese, Günter Wohlers and Michael H. Breitner, *Privacy Protection against RFID Spying: Challenges and Countermeasures*, 22 p., #11, July 5, 2004.
- Liina Stotz, Gabriela Hoppe und Michael H. Breitner, *Interaktives Mobile(M)-Learning auf kleinen End-geräten wie PDAs und Smartphones*, 31 S., #12, 18. August, 2004.
- Frank Köller und Michael H. Breitner, *Optimierung von Warteschlangensystemen in Call Centern auf Basis von Kennzahlenapproximationen*, 24 S., #13, 10. Januar, 2005.
- Phillip Maske, Patrick Bartels and Michael H. Breitner, *Interactive M(obile)-Learning with UbiLearn 0.2*, 21 p., #14, April 20, 2005.
- Robert Pomes and Michael H. Breitner, *Strategic Management of Information Security in State-run Organizations*, 18 p., #15, May 5, 2005.
- Simon König, Frank Köller and Michael H. Breitner, *FAUN 1.1 User Manual*, 134 p., #16, August 4, 2005.
- Christian von Spreckelsen, Patrick Bartels und Michael H. Breitner, *Geschäftsprozessorientierte Analyse und Bewertung der Potentiale des Nomadic Computing*, 38 S., #17, 14. Dezember, 2006.
- Stefan Hoyer, Robert Pomes, Günter Wohlers und Michael H. Breitner, *Kritische Erfolgsfaktoren für ein Computer Emergency Response Team (CERT) am Beispiel CERT-Niedersachsen*, 56 S., #18, 14. Dezember, 2006.
- Christian Zietz, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Konvergenz von Lern-, Wissens- und Personalmanagementssystemen: Anforderungen an Instrumente für integrierte Systeme*, 15 S., #19, 14. Dezember, 2006.
- Christian Zietz und Michael H. Breitner, *Expertenbefragung „Portalbasiertes Wissensmanagement“: Ausgewählte Ergebnisse*, 30 S., #20, 5. Februar, 2008.

IWI Discussion Paper Series/Diskussionsbeiträge

ISSN 1612-3646

- Harald Schömburg und Michael H. Breitner, *Elektronische Rechnungsstellung: Prozesse, Einsparpotentiale und kritische Erfolgsfaktoren*, 36 S., #21, 5. Februar, 2008.
- Halyna Zakhariya, Frank Köller und Michael H. Breitner, *Personaleinsatzplanung im Echtzeitbetrieb in Call Centern mit Künstlichen Neuronalen Netzen*, 35 S., #22, 5. Februar, 2008.
- Jörg Uffen, Robert Pomes, Claudia M. König und Michael H. Breitner, *Entwicklung von Security Awareness Konzepten unter Berücksichtigung ausgewählter Menschenbilder*, 14 S., #23, 5. Mai, 2008.
- Johanna Mählmann, Michael H. Breitner und Klaus-Werner Hartmann, *Konzept eines Centers der Informationslogistik im Kontext der Industrialisierung von Finanzdienstleistungen*, 19 S., #24, 5. Mai, 2008.
- Jon Sprenger, Christian Zietz und Michael H. Breitner, *Kritische Erfolgsfaktoren für die Einführung und Nutzung von Portalen zum Wissensmanagement*, 44 S., #25, 20. August, 2008.
- Finn Breuer und Michael H. Breitner, *„Aufzeichnung und Podcasting akademischer Veranstaltungen in der Region D-A-CH“: Ausgewählte Ergebnisse und Benchmark einer Expertenbefragung*, 30 S., #26, 21. August, 2008.
- Harald Schömburg, Gerrit Hoppen und Michael H. Breitner, *Expertenbefragung zur Rechnungseingangsbearbeitung: Status quo und Akzeptanz der elektronischen Rechnung*, 40 S., #27, 15. Oktober, 2008.
- Hans-Jörg von Mettenheim, Matthias Paul und Michael H. Breitner, *Akzeptanz von Sicherheitsmaßnahmen: Modellierung, Numerische Simulation und Optimierung*, 30 S., #28, 16. Oktober, 2008.
- Markus Neumann, Bernd Hohler und Michael H. Breitner, *Bestimmung der IT-Effektivität und IT-Effizienz service-orientierten IT-Managements*, 20 S., #29, 30. November, 2008.
- Matthias Kehlenbeck und Michael H. Breitner, *Strukturierte Literaturrecherche und -klassifizierung zu den Forschungsgebieten Business Intelligence und Data Warehousing*, 10 S., #30, 19. Dezember, 2009.
- Michael H. Breitner, Matthias Kehlenbeck, Marc Klages, Harald Schömburg, Jon Sprenger, Jos Töller und Halyna Zakhariya, *Aspekte der Wirtschaftsinformatikforschung 2008*, 128 S., #31, 12. Februar, 2009.
- Sebastian Schmidt, Hans-Jörg v. Mettenheim und Michael H. Breitner, *Entwicklung des Hannoveraner Referenzmodells für Sicherheit und Evaluation an Fallbeispielen*, 30 S., #32, 18. Februar, 2009.
- Sissi Eklun-Natey, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Buildung-up Human Capital in Senegal - E-Learning for School drop-outs, Possibilities of Lifelong Learning Vision*, 39 p., #33, July 1, 2009.
- Horst-Oliver Hofmann, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Prognose und Handel von Derivaten auf Strom mit Künstlichen Neuronalen Netzen*, 34 S., #34, 11. September, 2009.
- Christoph Polus, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Prognose und Handel von Öl-Future-Spreads durch Multi-Layer-Perceptrons und High-Order-Neuronalnetze mit Faun 1.1*, 55 S., #35, 18. September, 2009.
- Jörg Uffen und Michael H. Breitner, *Stärkung des IT-Sicherheitsbewusstseins unter Berücksichtigung psychologischer und pädagogischer Merkmale*, 37 S., #36, 24. Oktober, 2009.
- Christian Fischer und Michael H. Breitner, *MaschinenMenschen – reine Science Fiction oder bald Realität?*, 36 S., #37, 13. Dezember, 2009.
- Tim Rickenberg, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Plattformunabhängiges Softwareengineering eines Transportmodells zur ganzheitlichen Disposition von Strecken- und Flächenverkehren*, 38 S., #38, 11. Januar, 2010.

IWI Discussion Paper Series/Diskussionsbeiträge

ISSN 1612-3646

Björn Semmelhaack, Jon Sprenger und Michael H. Breitner, *Ein ganzheitliches Konzept für Informationssicherheit unter besonderer Berücksichtigung des Schwachpunktes Mensch*, 56 S., #39, 03. Februar, 2009.

Markus Neumann, Achim Plückebaum, Jörg Uffen und Michael H. Breitner, *Aspekte der Wirtschaftsinformatikforschung 2009*, 70 S., #40, 12. Februar, 2010.

Markus Neumann, Bernd Hohler und Michael H. Breitner, *Wertbeitrag interner IT – Theoretische Einordnung und empirische Ergebnisse*, 38 S., #41, 31. Mai, 2010.

Daniel Wenzel, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Open Innovation 2.5: Trendforschung mit Social Network Analysis*, 46 S., #42, 1. Juni, 2010.

Naum Neuhaus, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Analyse der Potenziale betrieblicher Anwendungen des Web Content Mining*, 44 S., #43, 8. Juni, 2010.

Ina Friedrich, Jon Sprenger and Michael H. Breitner, *Discussion of a CRM System Selection Approach with Experts: Selected Results from an Empirical Study*, 22 p., #44, November 15, 2010.

Jan Bührig, Angelica Cuylen, Britta Ebeling, Christian Fischer, Nadine Guhr, Eva Hagenmeier, Stefan Hoyer, Cornelius Köpp, Lubov Lechtchinskaia, Johanna Mähmann und Michael H. Breitner, *Aspekte der Wirtschaftsinformatikforschung 2010*, 202 S., #45, 3. Januar, 2011.

Philipp Maske und Michael H. Breitner, *Expertenbefragung: Integrierte, interdisziplinäre Entwicklung von M(obile)-Learning Applikationen*, 42 S., #46, 28. Februar, 2011.

Christian Zietz, Jon Sprenger and Michael H. Breitner, *Critical Success Factors of Portal-Based Knowledge Management*, 18 p., #47, May 4, 2011.

Hans-Jörg von Mettenheim, Cornelius Köpp, Hannes Munzel und Michael H. Breitner, *Integrierte Projekt- und Risikomanagementunterstützung der Projektfinanzierung von Offshore-Windparks*, 18 S., #48, 22. September, 2011.

Christoph Meyer, Jörg Uffen and Michael H. Breitner, *Discussion of an IT-Governance Implementation Project Model Using COBIT and Val IT*, 18 p., #49, September 22, 2011.

Michael H. Breitner, *Beiträge zur Transformation des Energiesystems 2012*, 31 S., #50, 12. Februar, 2012.

Angelica Cuylen und Michael H. Breitner, *Anforderungen und Herausforderungen der elektronischen Rechnungsabwicklung: Expertenbefragung und Handlungsempfehlungen*, 50 S., #51, 05. Mai, 2012

Helge Holzmann, Kim Lana Köhler, Sören C. Meyer, Marvin Osterwold, Maria-Isabella Eickenjäger und Michael H. Breitner, *Plinc. Facilitates linking. – Ein Accenture Campus Challenge 2012 Projekt*, 98 p, #52, 20. August, 2012

André Koukal und Michael H. Breitner, *Projektfinanzierung und Risikomanagement von Offshore-Windparks in Deutschland*, 38 S., #53, 30. April, 2012

