

Offshore Windparks: Wie eine Seebrise ihr Portfolio elektrisiert

Ertrag und Risiko aus Sicht von Eigen- und Fremdkapitalinvestoren



Zusammenfassung

Green-Investments in erneuerbare Energien sind ein stark wachsender Markt. Die Attraktivität solcher Investments beruht auf ihren charakteristischen Merkmalen wie lange Laufzeiten, hohe Stromerträge durch feste Einspeisevergütung und hohe Planbarkeit der Erträge durch garantierte Stromabnahme. Darüber hinaus sind Winderträge typischerweise zu anderen Anlageklassen unkorreliert. Ein professionelles Investment in erneuerbare Energien erfordert jedoch eine detaillierte Analyse und Bewertung des Ertrags- und Risikoprofils, unabhängig davon, ob man als Projektponsor, Eigen-, Wagnis- oder Fremdkapitalgeber auftritt und unabhängig vom Investmenthorizont.

Durch den Einsatz von maßgeschneiderten Cashflow Modellen kann ein Windpark sowohl in der Planungs- als auch in der Bau- und Betriebsphase detailliert analysiert und modelliert werden. Damit lassen sich nicht nur der Finanzbedarf und der Ertrag optimieren, sondern auch die Finanzierungsstruktur von Fremd- und Eigenkapital. Ebenso wichtig

für eine strukturierte Investmententscheidung sind Szenariosimulationen und Sensitivitätsanalysen.

Ziel dieser Studie ist – beispielhaft und auf der Basis öffentlich zugänglicher Information - die Vorteilhaftigkeit und die Chancen und Risiken von Offshore Windparks anhand komplexer Cashflow Modelle zu illustrieren und mit anderen Investments zu vergleichen. In dieser Studie werden folgende Aspekte untersucht:

- **Wertermittlung eines Infrastrukturprojektes**
- **Risiko- und Ertragsprofil eines Offshore Windparks sowohl für Eigen- als auch für Fremdkapitalgeber**
- **Sensitivität eines Offshore Windparks im Bezug auf wesentliche Risikofaktoren**
- **Vergleich eines Offshore Windpark Investments mit anderen Anlageklassen.**

1	WINDENERGIENUTZUNG	3
1.1	RENAISSANCE DER WINDENERGIENUTZUNG UND AKTUELLER STAND	3
1.1.1	<i>Die Tradition der Windenergienutzung</i>	3
1.1.2	<i>Die Renaissance der Windenergienutzung</i>	3
1.2	DIE ATTRAKTIVITÄT DER OFFSHORE WINDENERGIENUTZUNG	4
2	CERVANTES: EIN TYPISCHER OFFSHORE WINDPARK	5
2.1	TECHNISCHE DATEN VON CERVANTES	5
2.2	DIE BAUPHASE	5
2.3	DIE BETRIEBSPHASE	6
2.3.1	<i>Vergütung</i>	6
2.3.2	<i>Schätzung des Windertrags</i>	7
2.3.3	<i>Unsicherheit des Windertrags</i>	7
2.3.4	<i>Betriebskosten</i>	8
2.3.5	<i>Ertragsanforderung in der Betriebsphase</i>	8
3	EIN WINDPARK AUS INVESTORENSICHT	9
3.1	ECKDATEN EINER OFFSHORE WINDPARK INVESTITION	9
3.1.1	<i>Investitionsphase</i>	9
3.1.2	<i>Investitionsart</i>	9
3.1.3	<i>Investitionshorizont</i>	10
3.1.4	<i>Maximale Renditen versus maximaler Turnkey</i>	10
3.1.5	<i>Kosten versus Wert</i>	10
3.2	ECKDATEN DER FINANZIERUNG VON CERVANTES	10
3.3	ERGEBNISSE	11
3.3.1	<i>Turnkey</i>	11
3.3.2	<i>Zeitlicher Verlauf Fremdkapital und Ausschüttungen</i>	12
3.3.3	<i>Steueraspekte</i>	14
4	RISIKEN UND SENSITIVITÄTSANALYSE VON WINDPARKINVESTMENTS	14
4.1	SENSITIVITÄT DER DSCR WERTE	14
4.2	BASISPUNKTWERT ODER DER EINFLUSS DER GEFORDERTEN RENDITE	15
4.3	THETA ODER DER EINFLUSS DER PARKLAUFZEIT	15
4.4	DER EINFLUSS DER ERTRÄGE UND DIE ELASTIZITÄT	16
5	RISIKOANALYSE UND VERGLEICH MIT ANDEREN INVESTMENTS	16
5.1	KAPITALMARKTRISIKEN	16
5.1.1	<i>Zinsänderungsrisiko</i>	16
5.1.2	<i>Kreditrisiko</i>	17
5.1.3	<i>Rating einer Projektfinanzierung</i>	17
5.2	RENDITEVERGLEICH	17
6	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	18
7	DANKSAGUNG	18
8	REFERENZEN	18
9	AUTOREN UND KONTAKT	19

1 Windenergienutzung

1.1 Renaissance der Windenergienutzung und aktueller Stand

1.1.1 Die Tradition der Windenergienutzung

Die Nutzung der Windkraft reicht bis in das Mittelalter und die Antike zurück. Bereits im 16. Jahrhundert erlebte die gewerbliche Nutzung der Windenergie durch Direktantrieb von Maschinen neben der Wasserkraft ihre erste Blütezeit. Der Hauptverwendungszweck war das Mahlen verschiedener Getreidesorten, die Hauptstandorte in Europa waren windreiche Regionen in küstennahen Gebieten des Mittelmeers, der Nord-, und Ostsee. Durch den Einsatz von Dampfmaschinen, fossiler Brennstoffe und später durch die Elektrizität wurden Windmühlen praktisch komplett verdrängt.

1.1.2 Die Renaissance der Windenergienutzung

Mit Alpha Ventus ging im April 2010 offiziell der erste Deutsche Offshore Windpark in Betrieb [1]. Aktuell erleben wir eine Renaissance der Nutzung der Windenergie. Die wichtigsten Gründe hierfür sind:

1. Begrenzte Vorräte fossiler Energieträger und Peak-Oil

Die Vorräte unserer Erde an fossilen Brennstoffen wie Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle sind begrenzt und können nicht erneuert werden. Es gibt unterschiedliche Schätzungen über die Größe der Energiereserven, aber fossile Brennstoffe werden je nach Energieträger in den nächsten 50-200 Jahren zur Neige gehen [2]. Nach Ansicht des Chefökonom der Internationalen Energieagentur der OECD wird das globale jährliche Fördermaximum (Peak-Oil) bereits 2020 erreicht [3]. Die Erdölvorräte werden seit 20 Jahren, trotz der in diesem Zeitraum erheblichen Fördermengen, von den erdölproduzierenden Ländern als konstant angegeben. Dies führt bei Experten zur Skepsis über die tatsächlichen Erdölvorräte und der Annahme das Peak-Oil bereits 2008 erreicht wurde.

2. Kohlendioxidausstoß und der Klimawandel

Die Verfeuerung fossiler Brennstoffe seit Beginn der Industrialisierung führt zu einer Anreicherung von Kohlendioxid (CO₂) in der Atmosphäre und ist damit für die zunehmende Erderwärmung und den Klimawandel verantwortlich.

3. Wirtschaftliche und politische Abhängigkeit

Die Anzahl der erdölproduzierenden Länder ist sehr gering, darüber hinaus sind diese regional stark konzentriert. Dies führt weltweit zu einer starken regionalen und politischen Abhängigkeit.

4. Technologische Fortschritte und öffentliche Förderung

In den letzten Jahren wurden, auch getrieben durch obige Faktoren, erhebliche technische Fortschritte bei der Windenergienutzung im Onshore und Offshore Bereich erzielt.

In der Konsequenz werden die Windenergienutzung und erneuerbare Energien im Allgemeinen in Deutschland und Europa gefördert. EU-weit wird bis 2020 ein Anteil von 20% des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien angestrebt.

In Deutschland ist die installierte Leistung aus Windenergie von 55 MW in 1990 auf ca. 25.777 MW in 2009 gestiegen [4]. Gleichzeitig hat sich die durchschnittliche Leistung je installierter Windkraftanlage (WKA) von 164 kW auf 2013 kW [4] mehr als verzehnfacht. Der Anteil des durch Windenergie erzeugten Stromes am Gesamtverbrauch in den einzelnen Bundesländern ist in Tabelle 1 zusammengefasst. Demnach deckt Sachsen-Anhalt bereits fast 50% seines Strombedarfs aus Windenergie.

Insgesamt werden damit ca. 7,58% des Stromverbrauchs in Deutschland aus Windenergie gedeckt. Tabelle 2 zeigt die Gesamtmenge an installierter Leistung aus Windenergie für die fünf führenden Bundesländer.

Platz	Bundesland	% am Nettostromverbrauch
1	Sachsen-Anhalt	47,08%
2	Mecklenburg-Vorpommern	41,29%
3	Schleswig-Holstein	39,82%
4	Brandenburg	38,12%
5	Niedersachsen	22,78%

Tabelle 1: Anteil des durch Windenergie erzeugten Stromes am Gesamtenergieverbrauch in den fünf führenden Bundesländern.
 Quelle: DEWI GmbH

Platz	Bundesland	Installierte Leistung (MW)
1	Niedersachsen	6.407,19
2	Brandenburg	4.170,36
3	Sachsen-Anhalt	3.354,36
4	Schleswig-Holstein	2.858,51
5	Nordrhein-Westfalen	2.831,66

Tabelle 2: Installierte Windturbinenleistung in MW in den fünf führenden Bundesländern zum Stichtag 31.12.2009.
 Quelle: DEWI GmbH

1.2 Die Attraktivität der Offshore Windenergienutzung

Der Grund für die Attraktivität der Offshore Windenergienutzung sind die hohen Windgeschwindigkeiten.

Abbildung 1 zeigt den zeitlichen Verlauf der durchschnittlichen jährlichen Windgeschwindigkeiten an einem Offshore Standort in der Nordsee und in Niedersachsen. Als Quelle dienen öffentlich zugängliche Daten von NCEP [5]. Es zeigt sich, dass der Offshore Standort eine um ca. 1,2 Meter pro Sekunde höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeit aufweist. Aufgrund des nichtlinearen Zusammenhangs zwischen der Energiemenge, die einem Luftstrom entnommen werden kann und seiner Windgeschwindigkeit - die Energiemenge steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit - führt die um ca. 16% höhere Offshore Windgeschwindigkeit zu einer fast 60% höheren theoretischen Turbinenleistung. Dies ist ein wichtiger Aspekt für die Attraktivität der Offshore Windnutzung.

Abbildung 1 zeigt einen weiteren interessanten Aspekt. Sowohl Onshore als auch Offshore beobachtet man über einen Zeit-

raum von 50 Jahren einen durchschnittlichen Anstieg der Windgeschwindigkeit von 0,6 Meter pro Sekunde. Wenn dieser Trend anhält, ist in der Zukunft mit deutlich höheren Winderträgen zu rechnen.

Durch den Einsatz von Offshore Windturbinen mit Turbinenleistung von 5 MW und höher erfolgt eine signifikante Steigerung der durchschnittlichen Leistung je installierter WKA in Deutschland, die den in Abschnitt 1.1 beobachteten Trend noch weiter verstärken wird.

Alpha Ventus ist seit April 2010 in Betrieb. In der Nord- und Ostsee wurden weitere 24 Offshore Windparks genehmigt [6]. Das Investitionsvolumen hierfür liegt im zweistelligen Milliardenbetrag. Aus Investorensicht kann ein Windparkinvestment sehr interessant sein. Gründe hierfür sind eine hohe Einspeisevergütung von 15 Cent/kWh und eine hohe Planbarkeit der Erträge durch die garantierte Stromabnahme. Der Windertrag ist nicht mit anderen Anlageklassen korreliert. Windparks helfen deshalb bei der Risikostreuung in einem Investmentportfolio.

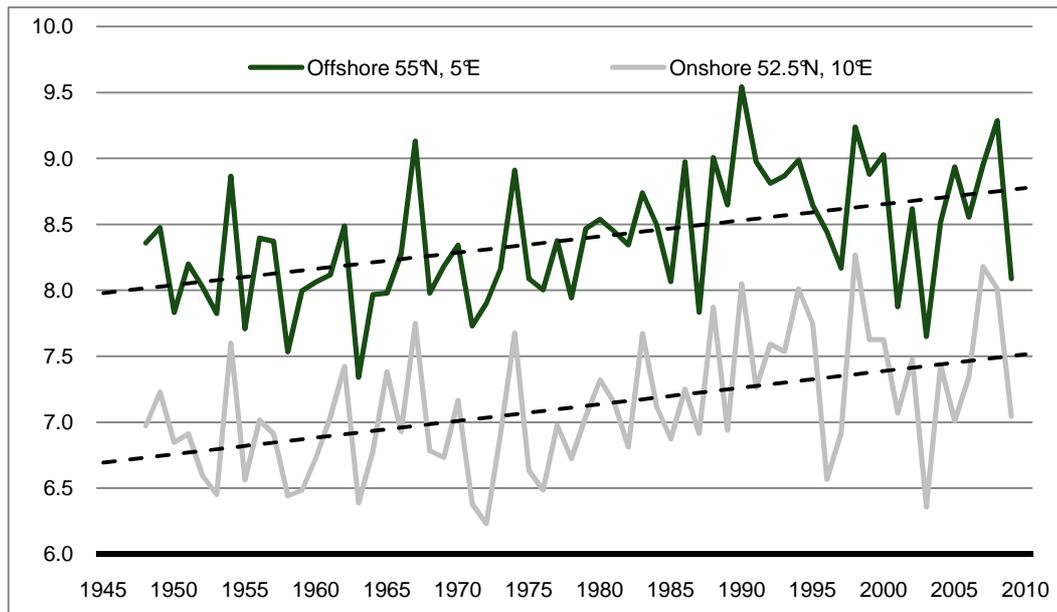


Abbildung 1: Durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeiten an einem Offshore (dunkelgrün) und einem Onshore Standort in Deutschland (grau) in Meter pro Sekunde als Funktion des Kalenderjahres. Die gestrichelten Linien zeigen jeweils Regressionen zweiter Ordnung. Quelle: NCEP

Die Installation von Offshore Windkraftanlagen stellt gegenüber Onshore Windparks höhere technologische Anforderungen und verursachen höhere Bau- und Wartungskosten, dies wird jedoch – wie oben illustriert – durch deutlich höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeiten und durch Windturbinen mit höherer Leistung kompensiert.

Ein Übersichtsplan von Windparks in verschiedenen Stadien, von der Genehmigung bis hin zum Betrieb, in der Nord- und Ostsee befindet auf der Website des BSH [7].

2 Cervantes: Ein typischer Offshore Windpark

2.1 Technische Daten von Cervantes

Im Folgenden wird ein typischer Windpark – genannt Cervantes - modelliert. Tabelle 3 zeigt die technischen Eckdaten des Modellparks. Grundlage der Modellierung sind öffentliche Daten wie zum Beispiel des BSH. Als Turbinentyp wird eine typische 5 MW Turbine verwendet. Für den Windpark wurden 80 Turbinen gewählt. Die Kombination von 5 MW mal 80 Turbinen stellt die häufigste Kombination nach derzeitigem Genehmi-

gungsstand dar [6]. Der Einfachheit halber nehmen wir an, dass sich der Windpark an einem Ort befindet, der vergleichbar der Situation von Alpha Ventus und der Forschungsplattform FINO 1 in der Nordsee [8] ist.

Beschreibung	Wert
Anzahl Turbinen	80
Leistung pro Turbine in [MW]	5
Nennleistung Park in [MW]	400
Rotordurchmesser in [m]	120
Nabenhöhe in [m]	100
Bauzeit in [Jahre]	3
Parklaufzeit in [Jahre]	25
Vergütung in [cent/kWh]	15
Betriebsstart	1.1. 2014

Tabelle 3: Technische Eckdaten von Cervantes, einem typischen Modellwindpark. Source: BSH

Das Offshore Windparkprojekt Cervantes besteht aus zwei wesentlichen Phasen: der Bau- und der Betriebsphase, die im Folgenden im Detail besprochen werden.

2.2 Die Bauphase

Die Errichtung eines Offshore Windparks ist technisch und logistisch deutlich aufwendiger als bei vergleichbaren Onshore Parks. Die

Herausforderung steigt mit folgenden Randbedingungen:

1. Zunehmende Entfernung zum Festland
2. Zunehmende Wassertiefe
3. Standorte mit widrigen Wetterverhältnissen wie hoher Wellengang und Sturmhäufigkeit

Der erste Punkt beeinflusst die Logistik und den Transport und verursacht im Wesentlichen höhere Transportkosten. Darüber hinaus erfordert eine größere Entfernung zum Festland höhere Kosten für die Zuleitungen für den Netzanschluss. Die Anbindung erfolgt jedoch durch den Netzbetreiber. Zunehmende Wassertiefe erfordert einen höheren Materialeinsatz und höheren Aufwand bei der Statik und der Errichtung der Fundamente. Der dritte Punkt erfordert zum einen eine aufwendigere Auslegung der Anlage, zum anderen verursacht er einen höheren Planungsaufwand und ein erhöhtes Risiko von Verzögerungen in der Errichtungsphase. Alle drei Faktoren beeinflussen auch die Kosten in der Betriebsphase.

Die wesentlichen Komponenten eines Offshore Windparks sind:

1. Fundamente
2. Gondel mit Generator und Getriebe und Rotorblätter
3. Innerparkverkabelung
4. Umspan- und Wartungsplattform
5. Netzanschluss und Übertragungskabel zum Festland

Aktuell sind verschiedene Systeme für Fundamente im Einsatz bzw. in der Planung. Es gibt verschiedene Typen von Stahlkonstruktionen: Singlepods, Tripods und Jackets und einen Fundamenttyp aus Stahlbeton, sogenannte Schwerlastfundamente. Je nach Fundament ist ein unterschiedlicher Errichtungsablauf erforderlich. Auf den Fundamenten befindet sich ein Turm, der die Windturbinen trägt. Aktuell kommen Turbinen mit einer Nennleistung von 5 MW zum Einsatz, es gibt aber auch bereits Pläne für 7 MW Turbinen. In Alpha Ventus kommen 5 MW Turbinen von Areva Multibrid und RePower zum Einsatz [1]. Alle Windturbinen sind mittels der Innerparkverkabelung mit einem Umspanwerk

verbunden. Dort wird der Strom auf Hochspannung transformiert und über ein Hochseekabel zum Festland übertragen. Der Netzanschluss ab Umspanwerk wird durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Die Umspanplattform wird typischerweise auch für Wartung und Logistik genutzt und kann je nach Entfernung zum Festland auch Unterkünfte für Wartungspersonal beherbergen. Die Erteilung der Baugenehmigung für einen Windpark ist an eine Reihe von Auflagen im Hinblick auf Sicherheit, Umweltschutz und Schifffahrtsregeln geknüpft. Die Erfüllung der Auflagen wird durch Gutachten geregelt.

Für das Pionierprojekt Alpha Ventus betrug die Bauzeit ca. 3 Jahre. Es ist zu erwarten, dass aufgrund der technologischen Entwicklung und der Erfahrung in der Errichtungsphase eine Bauphase von 3 Jahren auch für deutlich größere Offshore Windparks in größerer Entfernung zum Festland realistisch ist. Die Inbetriebnahme der einzelnen Windturbinen erfolgt schrittweise mit der Errichtung. Damit kann bereits in der Bauphase Strom erzeugt und eine entsprechende Einnahme generiert werden, welche die Kosten entsprechend reduzieren kann.

2.3 Die Betriebsphase

Mit der Inbetriebnahme der letzten Windkraftanlage eines Windparks beginnt die Betriebsphase des Windparks. Die Betriebsdauer ist durch die Betriebsgenehmigung geregelt und beträgt 25 Jahre, wobei eine weitere Verlängerung prinzipiell nicht ausgeschlossen ist [6]. Im Folgenden beschreiben wir die Betriebsphase im Detail.

2.3.1 Vergütung

Die Vergütung des erzeugten Stroms wird durch das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) geregelt. Für Offshore Windkraftanlagen beträgt die Vergütung nach dem EEG aktuell 15 Cent pro erzeugte Kilowattstunde (kWh), falls sie vor dem 1.1.2016 in Betrieb gehen (EEG § 31). Diese Vergütung wird für 12 Jahre garantiert und erhöht sich um 1,7 Monate für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe ab einer Wassertiefe von 20 Meter und um 0,5 Monate für jede volle Seemeile Entfernung von der Küste über 12 Seemeilen.

Beispiel: Für eine Windkraftanlage, die sich 50 Seemeilen von der Küste an einer Position mit 30 Meter Wassertiefe befindet, beträgt die Dauer der Einspeisevergütung in Höhe von 15 Cent genau 15 Jahre (12 Jahre + 10*1,7 Monate + 38*0,5 Monate).

Die Bestimmung der Vergütungsdauer erfolgt für jede Turbine getrennt und kann damit für die einzelnen Turbinen eines Windparks variieren. In Anschluss an die Garantiezeit erfolgt die Vergütung nach den dann aktuellen Tarifen und kann durch den Betreiber direkt vermarktet werden. Nach Ablauf der garantierten Einspeisevergütung besitzt der Betreiber zusätzlich die Emissionsrechte, die ebenfalls einen Wert darstellen. Die Höhe der Vergütung jenseits der Garantiezeit muss für Modellrechnungen entsprechend geschätzt werden. Grundlage hierfür sind der aktuelle Strompreis und Annahmen über die jährliche Inflationsrate für Energiepreise.

2.3.2 Schätzung des Windertrags

Der tatsächliche jährliche Stromertrag des Windparks wird durch zwei Faktoren bestimmt: die technische Verfügbarkeit der Windkraftanlage und die jährliche Schwankung im Windertrag.

Durch planmäßige und außerplanmäßige Wartungsarbeiten an den einzelnen Windparkkomponenten ist der Windpark nicht zu 100% verfügbar. Durch entsprechende Vollwartungsverträge, Versicherungen und Herstellergarantien werden die Risiken einer

unerwartet niedrigen Verfügbarkeit weitgehend abgesichert.

Für den Modellpark Cervantes liegt keine echte Ertragsprognose in Form eines Windgutachtens vor, deshalb treffen wir einige Annahmen um den jährlichen Stromerlös und die Unsicherheit abzuschätzen. Grundlage ist die Annahme einer typischen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von ca. 10 Meter pro Sekunde, wie sie aus den öffentlichen Daten von Fino abgeleitet werden kann [8], und die Annahme einer theoretischen Leistung der Turbine bei dieser Windgeschwindigkeit. Diesen theoretischen Wert reduzieren wir sicherheitshalber um 5%. Damit ergibt sich eine erwartete Anzahl von 4.330 jährlichen Volllaststunden für Cervantes. Sie beschreiben, wie viele Stunden der Park unter Volllast laufen müsste, um dieselbe jährliche Energiemenge zu produzieren, wie sie sich unter Berücksichtigung aller Einflüsse aus der Ertragsprognose ergibt.

Unter Berücksichtigung eines Stromerlöses von 15 Cent/kWh und von drei unterschiedlichen pauschalen Abschlägen in Höhe von 0%, 5% und 10%, die alle ertragsmindernde Faktoren wie Parkverluste und eine reduzierte Verfügbarkeit beinhalten sollen, ergibt sich eine jährliche Strommenge in GWh und ein entsprechender Stromertrag in €. Tabelle 4 fasst die Ergebnisse für Abschläge in unterschiedlicher Höhe zusammen.

Abschlag in [%]	0,0	5,0	10,0
Jährliche Leistung in [GWh]	1.732	1.645	1.559
Volllaststunden pro Jahr	4.330	4.114	3.897
Stromertrag in [Mio. €]	259,80	246,81	233,82

Tabelle 4: Theoretischer jährlicher Stromertrag von Cervantes für drei verschiedene pauschale Abschläge in Höhe von 0%, 5% und 10% und unter der Annahme der mittleren Windgeschwindigkeit (P50, Erklärung siehe unten).

2.3.3 Unsicherheit des Windertrags

Jede Turbine besitzt eine charakteristische Kennlinie, die die Abhängigkeit der erzielten Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit beschreibt. Ab der sogenannten Nennwindgeschwindigkeit erzielt die Turbine ihre maximale Leistung. Ab einer maximalen Windgeschwindigkeit muss die Turbine aus

Sicherheitsgründen abgeschaltet werden. Unterhalb einer minimalen Windgeschwindigkeit steht die Turbine ebenfalls still. Das Risiko der Schwankungen im Windertrag, durch besonders windarme, bzw. sturmreiche Perioden, wird durch unabhängige Ertragsprognosen wie beispielsweise durch DEWI [9] quantifiziert.

Abschlag in [%]	0,0	5,0	10,0
Volllaststunden pro Jahr	3.886	3.692	3.498
Stromertrag in [Mio. €]	233,16	221,46	209,82

Tabelle 5: Theoretischer jährlicher Stromertrag von Cervantes für drei verschiedene pauschale Abschläge in Höhe von 0%, 5% und 10% und unter der Annahme, dass die Windgeschwindigkeit mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% nicht unterschritten wird (P90 Szenario).

In der Ertragsprognose werden neben den Windverhältnissen am Standort und den Eigenschaften der verwendeten Turbinen auch alle weitere parkspezifischen Faktoren wie Abschattung, Wellenbewegungen, etc. berücksichtigt. Typischerweise werden hier Ertragsprognosen erstellt, die aufgrund der Unsicherheit im Windertrag mit einer Wahrscheinlichkeit von 50%, 75% oder 90% (P50, P75 und P90 Szenario) nicht unterschritten werden. Grundlage dafür ist die historische, statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort. Ein Windgutachten liefert die Grundlage zur Abschätzung der möglichen Schwankungen der erwarteten Stromerträge. Unter der Annahme einer typischen Schwankung im Windertrag leiten wir in ähnlicher Weise zu einem Windgutachten ein P90 Szenario ab. Tabelle 5 fasst die Ergebnisse zusammen.

Neben der Ertragsseite spielt in der Betriebsphase die Kostenseite eine wichtige Rolle.

2.3.4 Betriebskosten

Auf der Kostenseite sind die wichtigsten Positionen:

1. Kosten für Wartung
2. Kosten für Betriebsführung
3. Versicherungen
4. Beratungs- und Verwaltungskosten
5. Kosten für Strombezug
6. Rückstellungen für beispielsweise Rückbau und Instandsetzungskosten

Typischerweise werden Verträge für Wartung, Versicherung etc. mit langer Laufzeit abgeschlossen. Es ist üblich, eine Indexierung der Kosten vorzunehmen. Ein Unsicherheitsfaktor ist hier die Diskrepanz zwischen erwarteter und realisierter Inflation. Zusätzlich zu den Betriebskosten müssen bei der Aufnahme von Fremdkapital noch Kosten

für den Kapitaleinsatz wie Zins und Tilgung geleistet werden. Unter Kenntnis und Annahmen aller Kostenpositionen und Ihrer Abhängigkeiten lässt sich ein Windpark sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase detailliert modellieren. Für Cervantes wird, aufgrund der Beispielhaftigkeit der Betrachtung, auf eine solche detaillierte Sicht verzichtet. Stattdessen rechnen wir pauschal mit unterschiedlichen Ausgaben in der Betriebsphase relativ zu den Winderträgen. Eine Abschätzung der Kostenblöcke für Offshore Windparks ist dabei einer Studie entnommen, welche auf der Husum Wind 2007 vorgestellt wurde [10]. Demnach belaufen sich die gesamten Betriebskosten auf ca. 25%-35% der Einnahmen. Wir rechnen deshalb mit pauschalen Betriebskosten in Höhe von 25%, 30% und 35% der Stromeinnahmen und kombinieren sie mit den Ertragsschätzungen aus Tabelle 4.

2.3.5 Ertragsanforderung in der Betriebsphase

In der Betriebsphase müssen die Stromerträge sowohl die laufenden Betriebskosten, als auch den Schuldendienst d.h. Zins- und Tilgung abdecken. Der verbleibende Betrag wird, nach Steuern und eventuellen Rückstellungen, als Dividende an die Eigenkapitalgeber ausgeschüttet. Fremdkapital wird typischerweise in verschiedenen Tranchen mit unterschiedlicher Seniorität und Zinssätzen strukturiert. Die Finanzierung kann damit auf die Kapitalmarktbedürfnisse nach unterschiedlichen Risiko-Ertragsprofilen zugeschnitten werden. Durch ein spezielles Reservekonto wird der Schuldendienst des Windparks abgesichert. Für den Rückbau des Windparks am Ende der Betriebsphase werden ebenfalls Rückstellungen gebildet. Diese werden im Rahmen der Betriebsgenehmigung gefordert.

Unabhängig von Fremd- oder Eigenkapitalfinanzierung zählt die realisierte Rendite eines Investments. Ob ein Windparkinvestment aus Risiko-Ertragssicht die gesetzten Ziele erfüllt, lässt sich mit letzter Sicherheit erst am Ende der Laufzeit quantifizieren. Dies ist nicht praktikabel. Deshalb benötigt man die entsprechenden Werkzeuge um Rendite und Risiko abzuschätzen. Im folgenden Abschnitt wird Cervantes aus Ertrags- und Risikosicht analysiert und optimiert.

3 Ein Windpark aus Investorensicht

Für Investoren gibt es eine Reihe von Möglichkeiten in Windparks zu investieren. Entscheidend sind dabei seine Ertragserwartungen und die daraus abgeleitete Risikobereitschaft. Die wichtigsten Investmentarten werden im Folgenden beschrieben.

3.1 Eckdaten einer Offshore Windpark Investition

Die Ertragserwartung beeinflusst die Wahl, in welcher Art und Weise ein Geldgeber in Windparks investiert. Man unterscheidet die folgenden Eckdaten:

1. Investitionsphase: Bau- oder Betriebsphase?
2. Investitionsart: Eigenkapital, vorrangiges oder nachrangiges Fremdkapital?
3. Investitionshorizont: kurz-, mittel- oder langfristig?

3.1.1 Investitionsphase

Ein Investor kann bereits in einer sehr frühen Phase, also der Planungs- und Bauphase investieren, oder erst mit der Fertigstellung und dem Übergang in die Betriebsphase. Die Finanzierung der ersten beiden Phasen besitzt Wagniskapitalcharakter. Der Investor trägt hier deutlich höhere Risiken wie das Fertigstellungsrisiko. Der Investor erwartet deshalb auch eine höhere Rendite. In der Betriebsphase ist die Parkerrichtung bereits abgeschlossen. Die erwarteten Stromerlöse und die Betriebskosten sind größtenteils bekannt. Hohe Planungssicherheit bieten die garantierte Stromabnahme, der garantierte Strompreis und langfristige Verträge wie bei-

spielsweise für Wartung und Versicherung. Die Renditeerwartungen sind deshalb deutlich geringer als für Investments in einer frühen Phase.

3.1.2 Investitionsart

Grundsätzlich gibt es die Möglichkeit in Form von Fremd- oder Eigenkapital zu investieren. In der Praxis gibt es jedoch eine Reihe von Mischformen der Finanzierung. Eine hinreichende Eigenkapitaldecke ist die Voraussetzung für Fremdkapitalgeber sowohl in der Bauphase, als auch in der Betriebsphase. Mit der Fertigstellung des Windparks wird die Fremdfinanzierung der Bauphase durch Kredite mit deutlich längeren Laufzeiten abgelöst, oder der Park wird komplett veräußert. Im zweiten Fall könnte die Finanzierung komplett aus Eigenmitteln bestritten werden, wie beispielsweise durch einen Pensionsfonds, andernfalls muss sich der Investor um ein ausgewogenes Verhältnis von Eigen- und Fremdkapital bemühen. Fremdkapital kann in Tranchen unterschiedlicher Rangfolge vergeben werden. Fremdkapital mit der höchsten Rangfolge wird als Senior-Tranche bezeichnet. Zins- und Tilgungszahlungen des Schuldendienstes werden vorrangig gegenüber sogenannter Junior-Tranche bedient. Die Steuern werden generell vor Tilgungen aber nach den Zinszahlungen geleistet. Die verbleibenden Erträge werden nach Abzug des Schuldendienstes, der Steuern und aller Betriebskosten als Dividende an die Eigenkapitalgeber ausgeschüttet. Je nach Rangfolge des Fremdkapitals variieren damit auch die Zinssätze. Das erhöhte Risiko der Junior-Tranche wird gegenüber der Senior-Tranche mit einem Risikoaufschlag honoriert. Zusätzlich fordern Fremdkapitalgeber statische Sicherheiten in Form von einem vorgegebenen Eigenkapitalanteil und dynamischen Sicherheiten, die sich aus den geplanten laufenden Cashflows ableiten. Hier hat sich der Kapitaldienstdeckungsgrad als Standard etabliert. Diese Kennzahl wird auch mit DSCR abgekürzt (aus dem Englischen für Debt Service Cover Ratio). Der DSCR beschreibt das Verhältnis aus Gewinn vor Steuern, Zinsen und Tilgung dividiert durch den Kapitaldienst, der aus Zinszahlungen und Tilgung besteht. In der Projektfinanzierung werden typischerweise DSCR Werte in der Größenordnung von

1,1 bis 1,5 gefordert. Für die Senior-Tranche wird erwartungsgemäß ein höherer DSCR Wert gefordert als für die Junior Tranche.

3.1.3 Investitionshorizont

Hier unterscheiden wir zwischen:

1. kurzem Horizont mit einer Laufzeit von 3 Monaten bis 3 Jahren
2. mittlerem Horizont mit einer Laufzeit von 10 bis 15 Jahren
3. langem Horizont mit einer Laufzeit über 15 Jahre.

Diese Unterscheidung folgt nicht der am Geld- und Kapitalmarkt üblichen Konvention, sondern ist auf Offshore Windparkinvestments abgestimmt. Eine Investition mit kurzer Laufzeit erfolgt typischerweise in der Bauphase in Form von Eigenkapital oder Zwischenfinanzierungen in Form von Fremdkapital. Fremdkapital wird während der Bauphase mehrfach refinanziert. Die typische Laufzeit ist hier 3 bis 6 Monate. Grund für die kurzen Laufzeiten ist die starke Abhängigkeit des Fremdkapitalzinses vom Baufortschritt. Die Finanzierung in der Anfangsphase eines Projektes erfolgt mit Eigenkapital. Wenn dies aufgezehrt ist, wird der weitere Finanzbedarf durch Fremdkapital mit entsprechendem Zinssatz und Sicherheiten abgedeckt. Oft stellen Eigenkapitalgeber auch Teile des Fremdkapitalbedarfs in Form von Krediten in der Bauphase zur Verfügung.

3.1.4 Maximale Renditen versus maximaler Turnkey

Je nach Anlagehorizont und Risikobereitschaft verfolgen Investoren unterschiedliche Investitionsziele. Eigen- und Fremdkapitalgeber erwarten für ein bestimmtes Maß an Risiko eine maximale Rendite. Typischerweise fällt die Eigenkapitalrendite mit steigendem Eigenkapitalanteil, deshalb strebt der Eigenkapitalgeber parallel zu einer möglichst hohen Eigenkapitalrendite auch einen möglichst hohen Anteil an Fremdkapital an. Auf der anderen Seite fordert der Fremdkapitalgeber ebenfalls eine angemessene Rendite und ein Minimum an Sicherheit in Form eines vorgegebenen DSCR Wertes. Damit ergibt sich indirekt ein Eigenkapitalanteil, mit welchem der geforderte DSCR Wert erreicht wird.

3.1.5 Kosten versus Wert

Im Spannungsfeld von Eigen- und Fremdkapital gibt es noch eine weitere Größe. Der maximale Windparkwert, der auch Turnkey genannt wird. Aus Sicht eines Projektentwicklers der einen Windpark errichtet und nach Fertigstellung veräußern will, soll der Park einen maximalen Verkaufspreis erzielen. Dieser Veräußerungspreis muss über den Gesamtkosten, d.h. Errichtungskosten, zuzüglich aller Finanzierungskosten und aller weiteren Kosten der Bauphase liegen, andernfalls erleidet der Projektentwickler einen Verlust. Aus Sicht eines Käufers, der einen Windpark zum Fertigstellungstermin erwirbt, spielen hingegen die Baukosten keine Rolle, ihn interessiert nur der Wert des Parks. Dieser Wert bemisst sich an der Rendite, die durch die zukünftigen Cashflows erzielt werden kann. Anzumerken ist, dass bereits in der Bauphase teilweise Windturbinen in Betrieb genommen werden. Die dadurch erzielten Stromeinnahmen, welche sich durchaus auf zweistellige Millionenbeträge summieren können, reduzieren die obigen Gesamtkosten, können jedoch die Parklaufzeit reduzieren, was sich dann negativ auf den Turnkey auswirken kann.

Mit Hilfe von ausgefeilten Cashflow- und Optimierungsmodellen kann der Wert eines Windparks für gegebene Eckdaten der Finanzierung maximiert werden. Die Optimierung wird durch geeignete Wahl des Eigen- zu Fremdkapital Verhältnisses und die Tilgungsstrukturen des Fremdkapitals erzielt. Eine solche Optimierung wird im Folgenden für Cervantes durchgeführt.

3.2 Eckdaten der Finanzierung von Cervantes

Ausgangssituation für die Betrachtung ist Cervantes in der Betriebsphase. Ziel dieses Abschnitts ist die Optimierung des Parkwertes zum Zeitpunkt des Übergangs in die Betriebsphase unter den von Investoren geforderten Renditen und maximalen Risiken in Form von DSCR Werten. Damit muss in der folgenden Betrachtung ausschließlich die Modellierung der Betriebskosten vorgenommen werden. Tabelle 3 fasst bereits die wichtigsten technischen Eckdaten von Cervantes zusammen.

Beschreibung	Wert
Fremdkapitalzinssatz Senior in [%]	5,5
Fremdkapitalzinssatz Junior in [%]	6,5
Eigenkapitalrendite in [%]	11,0
Laufzeit Fremdfinanzierung in [Jahre]	15
Gesamtlaufzeit Windpark in [Jahre]	25
Inflationsrate Betriebskosten in [%]	2,0
Inflationsrate Strompreis in [%]	3,0
DSCR Senior	1,5
DSCR Junior	1,3

Tabelle 6: Die wichtigsten Eckdaten der Finanzierung von Cervantes

Tabelle 6 zeigt die wichtigsten Eckdaten der Finanzierung für Fremd- und Eigenkapital. Wir betrachten einen Windpark mit zwei Tranchen Fremdkapital. Für die Tranchen sind unterschiedliche Zinssätze und DSCR Werte gefordert. Die Höhe des Zinssatzes der Senior Tranche berücksichtigt dabei ↗

eine Beteiligung von Förderbanken, wie beispielsweise KfW und EIB. Die Junior-Tranche wird typischerweise durch ein Konsortium von Geschäftsbanken finanziert. Der Wert von Cervantes wird, neben den Eckdaten der Finanzierung, im Wesentlichen durch die Stromeinnahme und die Betriebskosten beeinflusst. Der Turnkey soll für folgende Szenarien des Ertrags und der Betriebskosten maximiert werden. Hierbei ist S1 das Szenario mit dem höchsten Stromertrag und den niedrigsten Betriebskosten, für das Szenario S3 ist dies umgekehrt und S2 liegt kosten- und ertragsmäßig zwischen Szenario S1 und S3. Die Prozentangaben der Betriebskosten in Tabelle 7 beziehen sich auf den anfänglichen Stromertrag des jeweiligen Szenarios. In den Folgejahren steigen die Betriebskosten entsprechend der Inflationsrate (siehe Tabelle 6).

Szenario	S1	S2	S3
Jährlicher Stromertrag in [Mio. €]	259,80	246,81	233,82
Anfängliche rel. Betriebskosten in [%]	25,00	30,00	35,00
Anfängliche Betriebskosten in [Mio €]	64,95	74,04	81,84

Tabelle 7: Die drei verschiedenen Szenarien für Stromertrag und Betriebskosten von Cervantes. Die anfänglichen relativen Betriebskosten beziehen sich auf den jährlichen Stromertrag in dem jeweiligen Szenario.

3.3 Ergebnisse

3.3.1 Turnkey

Für jedes Szenario wird der Windpark in der Weise optimiert, dass sich ein maximaler Turnkey unter Einhaltung der Randbedingungen der Finanzierung (DSCR 1,5 für Senior und 1,3 für Junior) ergibt. Damit gibt es keine andere Variante, die bei gleichen Randbedingungen, wie sie in Tabelle 6 ge-

fordert sind, einen höheren Wert erzielt. Die Laufzeit der Fremdfinanzierung beträgt 15 Jahre, die Gesamtlaufzeit und damit die Grundlage der Eigenkapitalrendite sind 25 Jahre. Wir folgen hier einer typischen Forderung, wonach die Randbedingungen der Fremdkapitalfinanzierung unter dem P90 Szenario und die an das Eigenkapital unter P50 erfüllt sein müssen. Die wichtigsten Kennzahlen der drei verschiedenen Szenarien sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Szenario	S1	S2	S3
Turnkey in [Mrd. €]	1,818	1,578	1,353
Eigenkapitalquote in [%]	21,01	21,47	21,98
Senior-Tranche Quote in [%]	57,93	57,49	57,17
Junior-Tranche Quote in [%]	21,06	21,04	20,85
Fremdkapitalquote in [%]	78,99	78,53	78,02

Tabelle 8: Die wichtigsten Parkkennzahlen von Cervantes für den maximalen Turnkey unter den drei Szenarien. Die Quoten von Eigen- und Fremdkapital beziehen sich jeweils auf den Turnkey.

Tabelle 8 illustriert zwei wichtige Ergebnisse:

1. Erwartungsgemäß fällt der Turnkey mit sinkenden Erträgen und steigenden Betriebskosten.
2. Unabhängig von den Betriebskosten und den Erträgen können die vom Investor geforderten Randbedingungen nach Risiko und Ertrag erfüllt werden.

Die beiden Ergebnisse werden im Folgenden im Detail diskutiert.

1. Der Unterschied im Turnkey gegenüber S2 beträgt ca. -240 Mio. € für S1 und +225 Mio. € gegenüber S3. Dieser Wertunterschied liegt deutlich niedriger als der Unterschied der Nettoerträge über die Laufzeit, wie er sich aus der Differenz von Stromertrag und Betriebskosten unter Vernachlässigung der Inflation und den Zinskosten ergibt. Die Differenz der Nettoerträge zu S2 beträgt -520 Mio. € bezüglich S1 und +486 Mio. € im Vergleich zu S3. Damit schlägt die Einbuße der Nettoerträge über die Laufzeit nur leicht unter 50% auf den Turnkey durch. Aus Investorensicht ist dies ein sehr positives Ergebnis, denn die Sensitivität des Turnkeys durch eine Unsicherheit bei der Abschätzung von Kosten und Ertrag ist nur knapp halb so groß, wie es die Ertragsschwankung vermuten lässt. Die Ursache für die geringere Abhängigkeit ist der

Diskontierungseffekt bzw. der Zeitwert der Erträge. Erträge, die weit in der Zukunft vereinnahmt werden, haben heute einen deutlich geringeren Barwert. Bei einer Parklaufzeit von 25 Jahren macht sich dieser Effekt deutlich bemerkbar.

2. Das zweite Ergebnis ist aus Sicht eines Investors, der zur Beginn der Betriebsphase investiert, ebenfalls sehr positiv, denn es zeigt, dass unabhängig vom Turnkey sein Investmentziel erreicht werden kann, bzw. umgekehrt: Der Turnkey kann so eingestellt werden, dass die Forderungen nach Fremd- und Eigenkapitalrendite und die geforderten Risikopuffer in Form der DSCR-Werte erfüllt werden. Insgesamt liegt das Verhältnis von Fremd- und Eigenkapital zum Turnkey relativ stabil bei ca. 79% und 21%. Zu beobachten ist lediglich ein leicht steigender Eigenkapitalanteil von 21,01% bei S1 auf 21,98% bei S3. Erwartungsgemäß führen fallende Erträge bzw. steigende Kosten zu leicht höheren Anforderungen an die Eigenkapitalquote.

3.3.2 Zeitlicher Verlauf Fremdkapital und Ausschüttungen

Die Abbildung 2 zeigt den Verlauf des Fremdkapitals für die beiden Tranchen, wie sie sich für S2 aus der Optimierung ergibt. Das Fremdkapital wird über 15 Jahre komplett getilgt.

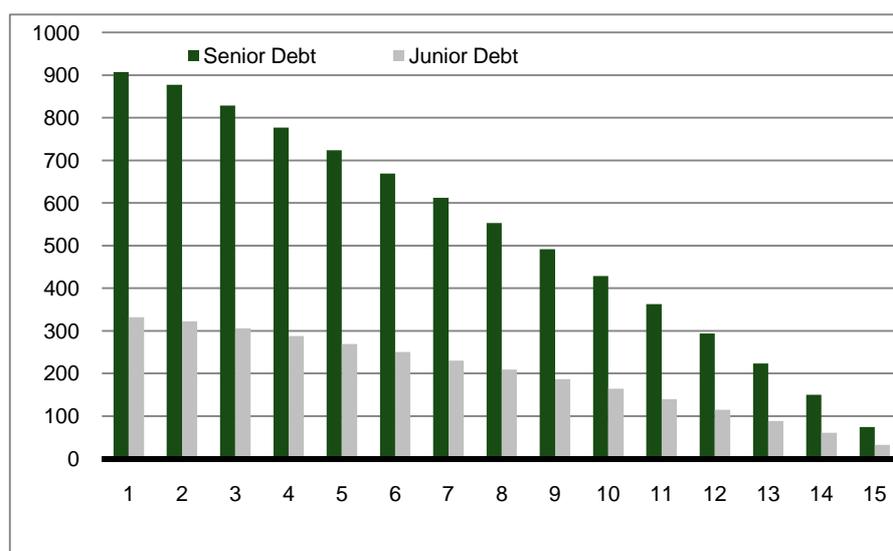


Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf der Restschuld in Mio. € als Funktion des Projektjahres für Senior- (dunkelgrün) und Junior-Tranche (grau).

Der Verlauf ist hierbei nicht zwangsläufig linear oder annuitätisch, sondern ergibt sich direkt aus den Zahlungsströmen für Erträge und Betriebskosten und den Anforderungen an DSCR und Rendite. Der Verlauf der Zinszahlungen und die Ausschüttungen an die Eigenkapitalgeber sind in Abbildung 3 dargestellt. Ab dem zweiten Projektjahr erfolgt eine Eigenkapitalausschüttung. Nach Rückführung des Fremdkapitals steigt die Ausschüttung schlagartig an. Die beiden Ausschüttungsspitzen in den Projektjahren 16 und 25 sind auf Einmaleffekte zurückzuführen. Ein Jahr nach der Rückführung des Fremdkapitals wird zusätzlich zu den regulären Ausschüttungen das Reservekonto ausgeschüttet, das zur Sicherung der Fremdkapitalverbindlichkeiten gehalten wurde. In diesem Sicherungskonto wird der Schuldendienst, d.h. Zins und Tilgung für sechs Monate gehalten. Im Modell wird, wie im Rahmen der

Betriebserlaubnis vorgeschrieben, ein Rückstellungskonto für den Rückbau geführt. Wir gehen jedoch der Einfachheit davon aus, dass der Rohstoffwert des Parks die Rückbaukosten deckt. Deshalb werden am Ende der Betriebsphase die kompletten Rückstellungen für den Rückbau des Windparks ausgeschüttet. Ab dem Projektjahr 16 steigen die Energieerträge linear an. Ab diesem Zeitpunkt ist die garantierte Einspeisevergütung ausgelaufen und der Strom kann zum aktuellen Preis am Spotmarkt angeboten werden. Im Modell wird eine lineare Strompreisentwicklung von 3% angenommen, während die Betriebskosten mit nur 2% indiziert werden. Aufgrund von Steuereffekten im Projektjahr 17 ist die Ausschüttung höher als im Folgejahr. Im Projektjahr 17 können letztmalig Verlustvorträge aus der Abschreibung des Vorjahres geltend gemacht werden.

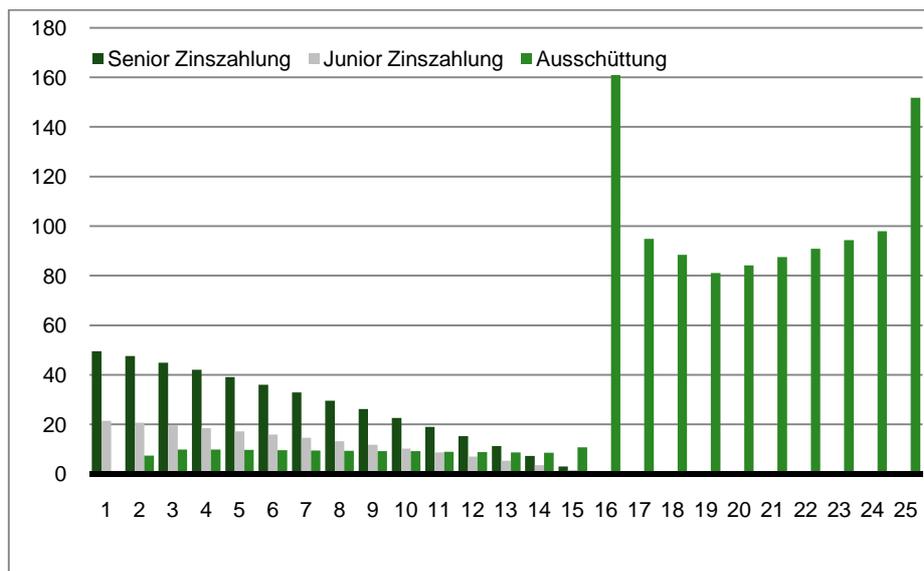


Abbildung 3: Zinszahlungen in Mio. € und Ausschüttung in jedem Projektjahr für Senior-Tranche (dunkelgrün, Junior-Tranche (grau) und Eigenkapital (hellgrün). Die Fremdfinanzierung endet im Projektjahr 15.

3.3.3 Steueraspekte

Die in Tabelle 7 geforderten Renditen sind aus Investorensicht Vorsteuerrenditen. Steuersätze der Investoren hängen von der jeweiligen Rechtsform und der steuerrechtlichen Situation ab und werden deshalb nicht berücksichtigt. Aus unternehmerischer Sicht der Projektgesellschaft fallen jedoch Körperschaftssteuer und Gewerbesteuer an. Beide Steuerarten werden im Cashflow Modell unter der Annahme typischer Werte berücksichtigt, ebenso wie die oben erwähnte Abschreibung. Damit handelt es sich aus Sicht des Windparks um Nachsteuerrenditen.

4 Risiken und Sensitivitätsanalyse von Windparkinvestments

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie die DSCR Werte mit Ertragsschwankungen variieren und wie der Turnkey von Einflussfaktoren wie Fremd- und Eigenkapitalzins, Parklaufzeit und Erträge abhängt. Dieses Verfahren wird auch als Sensitivitätsanalyse bezeichnet. Sie beschreibt die typische Vorgehensweise bei der Analyse von Finanzpro-

dukten wie Derivate oder strukturierte Produkte, um Risiken zu quantifizieren. Als Grundlage und Referenz dient jeweils das Szenario 2, wie es in Abschnitt 3.3 beschrieben ist.

4.1 Sensitivität der DSCR Werte

Der DSCR ist der Risikopuffer eines Projekts. Bei der Strukturierung der Finanzierung fordern Investoren oft gewisse DSCR Werte. Für Cervantes sind dies 1,5 für die Senior-Tranche und 1,3 für die Junior-Tranche. Im Folgenden untersuchen wir, wie sich eine jährliche Ertragseinbuße von 3% auf die realisierten DSCR Werte auswirkt. Abbildung 4 zeigt den zeitlichen Verlauf der DSCR Werte vor und nach der Ertragseinbuße für die Senior- und Junior-Tranche.

Die Ertragsabnahme führt zu einer moderaten Abnahme des minimalen DSCRs von 1,5 auf 1,43 bei der Senior-Tranche. Bei der Junior-Tranche ist die Abnahme des minimalen DSCRs deutlich höher und fällt von 1,3 auf 1,1. Der DSCR nähert sich damit dem kritischen Wert von 1,0, ab welchem alle Erträge in den Schuldendienst fließen. Die Eigenkapitalrendite fällt von 11,0% auf 9,81%. Tabelle 9 fasst die Ergebnisse zusammen.

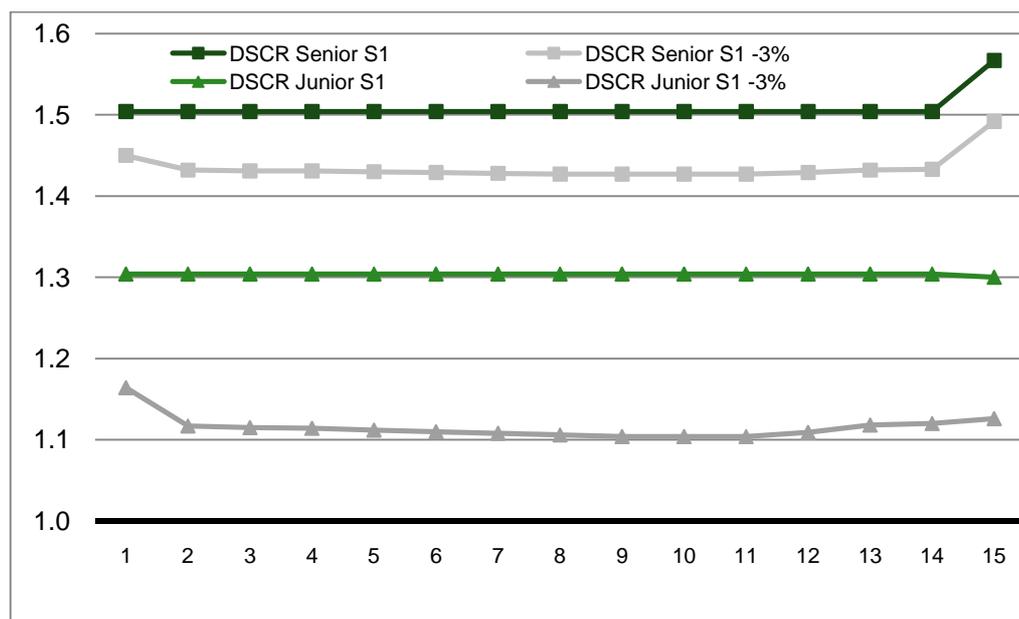


Abbildung 4: DSCR Werte für Senior-Tranche (dunkelgrün), Junior-Tranche (hellgrün) vor und nach (jeweils grau) einer jährlichen Ertragseinbuße von 3% als Funktion des Projektjahres.

Kennzahl	Wert
Min. DSCR Senior	1,427
Min. DSCR Junior	1,104
Durchs. DSCR Senior	1,435
Durchs. DSCR Junior	1,115
EK Rendite in [%]	9,81

Tabelle 9: Einfluss einer Ertragseinbuße von 3% auf die Kennzahlen DSCR und Eigenkapitalrendite für Szenario 2.

4.2 Basispunktwert oder der Einfluss der geforderten Rendite

Eines der wichtigsten Risikomaße für Finanzinstrumente mit zinstragendem Risiko ist der Basispunktwert oder BPW. Ein Basispunkt entspricht 0,01%. Es beschreibt, wie sich der Barwert eines Finanzinstruments bei einer Veränderung des Zinssatzes um 1 Basispunkt verändert. Für Anlagen ist der BPW typischerweise negativ, d.h. für steigende Zinssätze fällt der Barwert, denn es könnte für ein Anlageprodukt am Markt bei steigenden Zinssätzen eine höhere Rendite erzielt werden. Für den Windpark auf der Basis von Szenario 2 ist der BPW -1,2 Mio. €. Eine Zunahme der geforderten Rendite für Eigen- und Fremdkapital um 0,1%, das entspricht 10 Basispunkte), führt zu einer Abnahme im Turnkey um 12 Mio. €. Dabei entfallen 4 Mio. € auf die Abnahme im Eigenkapital und der Rest auf das Fremdkapital. In ähnlicher Weise lässt sich der BPW für Eigen- und Fremdkapital getrennt berechnen. Der hier ermittelte BPW lässt sich leicht mit dem von anderen Anlageprodukten wie Anleihen vergleichen.

Alternativ lässt sich über das Konzept der Duration aus einer gegebenen Cashflow Struktur eine Zinssensitivität bestimmen, die mit dem oben berechneten BPW des Windparks verglichen werden kann. Die Duration der Cashflows aus Zins, Tilgung und Ausschüttung beträgt 9,2 Jahre, d.h. die barwertgewichteten Zahlungen können durch eine einzige Zahlung nach 9,2 Jahren ersetzt werden. Für den Wert der Duration und den Turnkey des Windparks lässt sich alternativ ein BPW von -1,45 Mio. € ermitteln. Der einfache lineare Ansatz über das Konzept der Duration führt damit zu einer leichten Überschätzung des Risikos.

4.3 Theta oder der Einfluss der Parklaufzeit

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor auf die Parkkennzahlen ist die Abhängigkeit zur Parklaufzeit. Der Einfluss der Laufzeit auf den Wert eines Finanzinstruments wird typischerweise mit dem griechischen Buchstaben Theta (τ) abgekürzt. Bei der Veränderung der Laufzeit müssen zwei Fälle unterschieden werden:

1. Die Parklaufzeit wird für eine bestehende Finanzierungsstruktur verändert. Dies ist der Fall, wenn sich während der Betriebsphase eine Veränderung der Laufzeit einstellt.
2. Der Park wird mit einer veränderten Gesamtlaufzeit optimiert.

Zunächst untersuchen wir den Einfluss wie in Punkt 1 beschrieben. Dazu wird die Parklaufzeit für Szenario 2 um 1 Jahr reduziert, wobei alle weiteren Parameter unverändert bleiben. Das Fehlen der Winderträge im Jahr 25 wirkt sich ausschließlich auf die Eigenkapitalrendite aus, denn das Fremdkapital ist bereits nach 15 Jahren komplett getilgt. Wie die Modellsimulation zeigt, bewirkt die Verkürzung der Laufzeit eine Einbuße der Eigenkapitalrendite um 26,5 BP und fällt damit von 11% auf 10,735%. Dies entspricht einem barwertigen Eigenkapitalverlust von ca. 7,65 Mio. € oder 2,26%. Da das Fremdkapital von der Laufzeitreduktion nicht betroffen ist, fällt der Turnkey insgesamt auch nur um den Betrag des Eigenkapitalverlusts. Umgekehrt gilt, falls sich die Parklaufzeit verlängert, ist mit einer Erhöhung des Eigenkapitalwerts und der Rendite in der gleichen Größenordnung zu rechnen.

Etwas anders gestaltet sich die Situation, wenn der Turnkey, wie in Punkt 2 beschrieben, insgesamt mit einer kürzeren Laufzeit berechnet wird. Denn nun muss die geforderte Eigenkapitalrendite auch in einem kürzeren Zeitraum erwirtschaftet werden. Der Turnkey wird hier ebenfalls sinken, jedoch werden nun die Verluste auch in Form eines reduzierten Fremdkapitals getragen. Unsere Berechnungen zeigen, dass der Turnkey für diese Betrachtung gegenüber Szenario 2 um insgesamt ca. 12 Mio. € fällt, 11 Mio. € davon

sind die Eigenkapitalreduktion und der Rest von 1 Mio. € entfallen auf das Fremdkapital. Die Eigenkapitalquote fällt um ca. 0,5%. Die Parkwerteinbuße ist damit höher als unter Punkt 1. Dies ist der Preis, um die geforderte Rendite von 11% zu halten.

4.4 Der Einfluss der Erträge und die Elastizität

Eine weitere wichtige Risikogröße ist der Einfluss der Nettoerträge auf den Turnkey. Die Analyse zeigt, dass eine Abnahme der Erträge um 0,1% über die Laufzeit zu einer Abnahme des Parkwerts von 0,196% führt. Die Höhe der Betriebskosten war dabei unverändert. Daraus lässt sich die Elastizität, die als Quotient aus prozentualer Wertveränderung dividiert durch prozentuale Ertragsveränderung definiert ist, zu 1,96 berechnen. Die Elastizität ist größer als eins. Damit führt eine relative Änderung im Ertrag in verstärkter Form zu einer relativen Änderung im Turnkey. Dieses Ergebnis ist unabhängig von der Ursache und kann sowohl durch eine niedrigere Einspeisevergütung, einen geringeren Windertrag oder auch höhere Betriebskosten verursacht werden. Alle berechneten Sensitivitätsmaße sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Kennzahl	Wert
BPW in [Mio. €]	-1,20
Theta(-1 Jahr) in [Mio. €]	-7,65
Theta(-1 Jahr) in [BP]	-26,50
Kostenelastizität	1,96

Tabelle 10: Die wichtigsten Sensitivitätsmaße von Cervantes: Basispunktwert (BPW), Theta in Mio. € und bezogen auf den Turnkey in Basispunkt und die Kostenelastizität. Grundlage der Untersuchung ist die Veränderung bezüglich Szenario 2.

5 Risikoanalyse und Vergleich mit anderen Investments

Offshore-Windpark Investments besitzen eine Reihe von Eigenschaften, die sie gegenüber anderen Anlageformen auszeichnen. Zu den herausragenden Merkmalen gehören:

1. Garantierte Abnahme des erzeugten Stroms
2. Preisgarantie des produzierten Stroms für Zeiträume von 15 Jahren und länger
3. Keine konjunkturelle Abhängigkeit der Einnahmen
4. Ertragsschwankungen sind ausschließlich verursacht durch
 - a. Schwankung im Windertrag
 - b. Betriebskosten
 - c. Technische Risiken

Der Einfluss der Ertragsschwankungen wird durch folgende Maßnahmen abgemildert:

1. Windgutachten: Durch das Windgutachten erfolgt eine unabhängige Abschätzung sowohl des erwarteten Ertrags als auch der Schwankungen. Beide Faktoren werden in der Modellierung berücksichtigt.
2. Der operative Betrieb wird durch langfristige Wartungsverträge geregelt. Damit sind die Kosten gut planbar. Die Kosten sind jedoch oft mit der Inflation indexiert. Eine unerwartet hohe Inflation könnte hier höhere Betriebskosten verursachen. Eine mögliche Absicherung des Inflationsrisikos könnte durch Derivate erfolgen.
3. Die technischen Risiken umfassen alle wesentlichen Komponenten des Windparks, besonders hervorzuheben sind die Turbinen und insbesondere das Getriebe, Stabilität und Standfestigkeit der Fundamente und alle Komponenten, welche die Stromübertragung betreffen. Wichtige Einflussfaktoren sind die widrigen Wetterverhältnisse und Korrosion. Transfer und Abmilderung der Auswirkungen technischer Risiken können durch drei Maßnahmen erfolgen: Herstellergarantien, Vollwartungsverträge und Versicherungen.

5.1 Kapitalmarktrisiken

Unter Vernachlässigung von Wechselkursrisiken trägt ein Windpark an Kapitalmarktrisiken Zinsänderungs- und Kreditrisiko.

5.1.1 Zinsänderungsrisiko

Das Zinsrisiko betrifft die Fremdkapitalfinanzierung. Durch den Einsatz von Zinsswaps (Festsatzzahler) kann das Barwertrisiko der Festsatzkredite abgesichert werden. Der

Investor trägt dann ein Cashflow Risiko aus den variablen Zinszahlungen.

5.1.2 Kreditrisiko

Zum Management des Kreditrisikos existieren bei der Strukturierung der Windparkfinanzierung drei Sicherungsmechanismen für den Fremdkapitalgeber:

1. Reservekonto
2. Ertragsüberschuss und minimaler DSCR
3. Strukturierung in mehrere Tranchen

1. Das Reservekonto sichert die kurzfristige Liquidität des Windparks und steht exklusiv für die Fremdkapitalverbindlichkeiten zur Verfügung. Auf dem Reservekonto werden Zins- und Tilgungszahlungen für drei bzw. sechs Monate vorgehalten und dienen so zur Überbrückung ungeplanter Ausgaben und Einnahmeeinbußen. Wird das Reservekonto durch den Schuldendienst belastet, erfolgt eine darauffolgende Ausschüttung erst nach erneutem Auffüllen auf die vorgegebene Höhe des Reservekontos.

2. Der DSCR ist der mittel- und langfristige Risikopuffer einer Projektfinanzierung. Die Forderung des Fremdkapitalinvestors nach einem minimalen DSCR bedeutet, dass der Schuldendienst nur einen bestimmten Anteil am laufenden Ertrag beansprucht. Ertrags- einbußen werden so zunächst von den Eigenkapitalgebern getragen. In der Praxis werden von Fremdkapitalinvestoren je nach Seniorität DSCR Werte im Bereich 1,5 bis 1,3 gefordert.

3. Die Strukturierung in Tranchen unterschiedlicher Seniorität stellt einen weiteren Sicherungsmechanismus für Fremdkapitalgeber dar. Hier werden Tranchen mit höherer Seniorität vorrangig bedient. Höhere Seniorität geht aber auch mit einer niedrigeren Rendite einher.

5.1.3 Rating einer Projektfinanzierung

Falls von Investoren ein Rating nach einem internen oder externen Verfahren gefordert wird, haben obige Sicherungsmechanismen einen wichtigen Einfluss auf die Bonitätseinstufung. Für ein Rating, das mindestens In-

vestmentgrade erreichen soll, gibt es Minimalforderungen an ein hinreichend ausgestattetes Reservekonto (6 Monate der Zahlungsverpflichtungen) und einen entsprechenden DSCR Wert im Bereich von 1,5 bis 1,3, je nach Seniorität. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die erwartete Schwankung der Erträge. Zusätzlich spielen noch Faktoren wie weitere Sicherungsmechanismen (Covenants) und die Erfahrung und Qualität des Managements bei der Bonitätseinstufung eine Rolle.

5.2 Renditevergleich

Windparkinvestments müssen im Bezug auf Rendite und Risiko vergleichbar mit anderen Anlageformen sein, um für Investoren attraktiv zu sein. Investments, die sich als Vergleichsmaßstab eignen, sind Unternehmensanleihen, Asset-Backed Securities (ABS) Strukturen, Projektbonds oder Genussscheine mit ähnlicher Laufzeit und Risiko. Bei der Ermittlung einer angemessenen Rendite geht man dabei in zwei Schritten vor:

1. Ermittle den fairen, risikolosen Zinssatz, welcher einer vergleichbaren Laufzeit entspricht.
2. Ermittle den angemessenen Risikoaufschlag (Kreditspread), welcher das Kreditrisiko entsprechend abbildet.

Die Zielrendite ergibt sich dann aus der Summe von Marktrendite (1) und Kreditspread (2). Der risikolose Zinssatz wird gut durch den Swapsatz abgebildet. Der Risikoaufschlag kann aus den Credit-Default Swap (CDS) Sätzen vergleichbarer Laufzeit ermittelt werden. Existiert ein vergleichbares, börsengehandeltes Finanzinstrument, so kann die Gesamrendite direkt mit dem Windparkinvestment verglichen werden. Das Informationssystem Bloomberg bietet hier eine sehr umfangreiche Datenbasis zum oben beschriebenen Renditevergleich. Die entscheidenden Eckdaten sind dabei die Laufzeit und das Risiko (Rating).

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Studie zeigt anhand des hypothetischen Windparks Cervantes, wie ein Offshore Windpark aufgebaut ist und wie anhand eines ausgefeilten Cashflow Modells eine Parkwertermittlung und eine Optimierung von Fremd- und Eigenkapital erfolgen können. Grundlage der Untersuchung ist eine detaillierte Abbildung und Modellierung der Bau- und Betriebsphase. Die zu erwartende Rendite ist dabei nicht Ergebnis, sondern Ausgangspunkt der Untersuchung. Das beschriebene Vorgehensmodell setzt einen potentiellen Investor in die Lage, eine aktive Rolle im Investmentprozess einzunehmen und seine Vorstellungen im Bezug auf Ertrag und Risiko zu realisieren. In gleicher Weise unterstützt das Modell den Sponsor potenti-

len Anlegern ein Windparkinvestment transparent darzustellen.

Das vorliegende Modell ist nicht auf Offshore Windparks beschränkt. Es ist in gleicher Weise auf Onshore Windparks, Photovoltaik, Solarthermie und andere Erneuerbare Energien Projekte anwendbar. Die generische Version unseres Modells ist ganz allgemein zur Analyse und Optimierung von Infrastrukturprojekten in der Planungs-, Bau-, und Betriebsphase geeignet.

7 Danksagung

Die Autoren danken Herrn Dr. Richard Sizmann für zahlreiche Hinweise und der Matobis AG für die großzügige Förderung dieser Studie.

8 Referenzen

- [1] Alpha Ventus Link: <http://www.alpha-ventus.de>
- [2] Rohöl: Der Strukturwandel hat begonnen, Jochen Hitzfeld UniCredit Research
- [3] Fatih Birol, Chefökonom der Internationale Energieagentur in einem Interview mit dem Magazin Monitor vom 29.07.2010, verfügbar über die Webseite des WDR.
<http://www.wdr.de/tv/monitor/extra/interviews/birol.php>
- [4] Status der Windenergienutzung in Deutschland (31.12.2009), B. Neddermann, DEWI GmbH
- [5] National Centers for Environmental Prediction (NCEP) - Reanalysis Data
- [6] Veröffentlichung Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) <http://www.bsh.de>
- [7] <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/index.jsp>
- [8] FINO Forschungsplattform in Nord- und Ostsee <http://www.fino-offshore.de>
- [9] DEWI GmbH <http://www.dewi.de>
- [10] Die Darstellung der Kostenblöcke bei Offshore-Windenergieprojekten, Prokon Nord GmbH, Husum Wind 2007

Haftungsausschluss und Urheberrecht

Alle Angaben in dieser Studie basieren auf öffentlich zugänglichen Informationsquellen. Diese Quellen wurden gewissenhaft geprüft und als zuverlässig eingestuft. Wir übernehmen jedoch keine Haftung für Schäden, die durch die Verwendung der in dieser Studie enthaltenen Informationen entstehen. Die Einschätzungen und Bewertungen spiegeln die Meinung der Verfasser zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie wieder. Der Inhalt dieser Studie ist urheberrechtlich geschützt und darf – auch in Auszügen – und unabhängig zu welchem Zweck ohne vorherige schriftliche Genehmigung weder veröffentlicht, verteilt noch reproduziert werden.

9 Autoren und Kontakt



Dr. Dominik Dersch, PRM

ist Gründer und Vorstand der Matobis AG und hat und mehr als 20 Jahre Erfahrung in Forschung, Beratung, dem deregulierten Energiemarkt und im Investmentbanking. Er ist zertifizierter Risikomanager (PRM), Gründer und amtierender Direktor des Münchner PRMIA Chapters und Board Member von PRMIA weltweit.



Mohamed Agamia

ist Gründer und Vorstand der Matobis AG hat mehr als 12 Jahre Erfahrung in der Entwicklung von Software für Risikomanagementsysteme, Bewertung von Finanzinstrumenten und Cashflow Modelle für Banken und Versicherungen.

Beide Autoren verfügen über langjährige Erfahrung in der Projektfinanzierung, unter anderem in den Bereichen Photovoltaik, On- und Offshore Windkraftanlagen mit einem Gesamtvolumen von mehreren Milliarden Euro.

Adresse: Matobis Investment Services AG
Bülowstr. 27
81679 München
www.matobis.de

E-Mail: info@matobis.de

Telefon: +49 89 4377797-0