

Marita Balks, Jonathan Grasse*

Aggregierte Risiken für Offshore-Wind-Investitionen – eine Simulation

Die Bundesregierung möchte den Ausbau der Offshore-Windenergie vorantreiben, da diese eine wichtige Stütze der Energiewende darstellt. Der vorherrschend stetige Wind in der deutschen Nord- und Ostsee hat das Potenzial, konventionelle Kraftwerke durch CO₂-freie erneuerbare Energie zu ersetzen. Kritisch für die Realisierung eines Windparks auf See sind jedoch die Risiken. Die Vorteilhaftigkeit einer Investition in einen fiktiven Offshore-Windpark wird in Abhängigkeit der damit verbundenen Risiken diskutiert und quantitativ fundiert.

Der fiktive Windpark auf See liegt innerhalb der deutschen Außenwirtschaftszone in der Nordsee und besteht aus 80 Windenergieanlagen (WEA) mit Turbinen der 5-mw-Klasse. Die sich daraus ergebende Gesamtleistung des Windparks von 400 mw ermöglicht auch einen Netzanschluss an Konverterplattformen des Netzbetreibers. Eine funktionsfähige Umspannstation auf See wird vorausgesetzt. Mit Wassertiefen von ca. 30 m und einer Küstenentfernung von ca. 40 km muss gerechnet werden. Damit entspricht der fiktive Windpark etwa 70% aller bisher errichteten deutschen Offshore-Windparks und der gängigen Genehmigungspraxis des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Eine Genehmigung durch das BSH liegt vor, so dass die Fertigstellung für 2017 terminiert ist. Die planmäßige Fertigstellung gemäß den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2017 ist für den Betreiber wichtig, da das Stauungsmodell für die Vergütung gewählt wurde.¹ Eine ver-

spätete Fertigstellung würde eine dauerhafte Absenkung des festen Einspeisetarifs um 1 ct/kWh bedingen.

Dem aktuellen Trend folgend, wird eine Projektfinanzierung mit Limited Recourse² unterstellt, die Rückgriffsmöglichkeiten auf die Sponsoren erlaubt. Ausgangswert für die Investitionssumme sind 1,5 Mrd. Euro, mit einem Fremdkapitalanteil von 70% bei einer Verzinsung von 6% und einer Laufzeit von zehn Jahren, entsprechend der zugesicherten erhöhten Mindestvergütung. Die geforderte Eigenkapitalrendite liegt bei 15%, woraus sich ein WACC (gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz) von 7,86% ergibt. Für alle Risikofaktoren, wie z.B. die Verwaltungskosten, wurde im Basisszenario der Median unterstellt. Bei einer Laufzeit von 25 Jahren führt dies zu einem Discounted Cash Flow in Höhe von 196 Mio. Euro und einer internen Verzinsung von ca. 14% – also einer lohnenden Investition.

Relevante Zielgrößen der Sponsoren für die Risikobetrachtung sind der Kapitalwert sowie die Kapitalstrukturierung. Insbesondere ist zu untersuchen, ob die angestrebte Eigenkapitalausstattung von 30% der Investitionssumme ausreichend ist. Für die Fremdkapitalgeber sind die klassischen Kennzahlen zur Kreditbewertung, wie die Schuldendienstdeckungsgrad, im Rahmen der Risikobetrachtung relevant.³ Da bei Projektfinanzierungen der Cash Flow den Fremdkapitalgebern vor allem als Sicherheit dient, kann es leicht geschehen, dass eine Fertigstellung vertraglich vereinbart wird, auch wenn diese

* Die Ergebnisse basieren auf der Bachelorarbeit von Jonathan Grasse, HTW-Berlin, die eine Erweiterung darstellt von M. Balks, P. Breloh: Risikobewertung bei Investitionen in Offshore-Windanlagen, in: Wirtschaftsdienst, 94. Jg. (2014), H. 1, S. 26-33, <http://archiv.wirtschaftsdienst.eu/jahr/2014/1/risikobewertung-bei-offshore-wind-investitionen/> (27.10.2016).

¹ Vgl. § 20 Abs. 1 EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29.6.2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist.

² Vgl. M. Balks, C. Behrend: Aktuelle Finanzierungsstrukturen deutscher Offshore-Projekte, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg. (2015), H. 5, S. 53-57. Für die Berechnung wurden die Betriebskosten mit 0,035 Euro/kWh und ein durchschnittlicher Steuersatz von 20% unterstellt.

³ Vgl. J. H. Lange: Einführung in die Projektfinanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten, in: G. Markus, T. Rüschen, A. Sandhövel (Hrsg.): Finanzierung Erneuerbarer Energien, Frankfurt a. M. 2011, S. 654.

Prof. Dr. Marita Balks lehrt Finanzierung an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.

Jonathan Grasse, B.Sc., studiert Wirtschaftsingenieurwesen an der Hochschule Darmstadt.

für die Eigenkapitalgeber nicht mehr wirtschaftlich ist.⁴ Des Weiteren wird den Sponsoren ausreichend Eigenkapital unterstellt, um dieses gegebenenfalls aufzustocken.

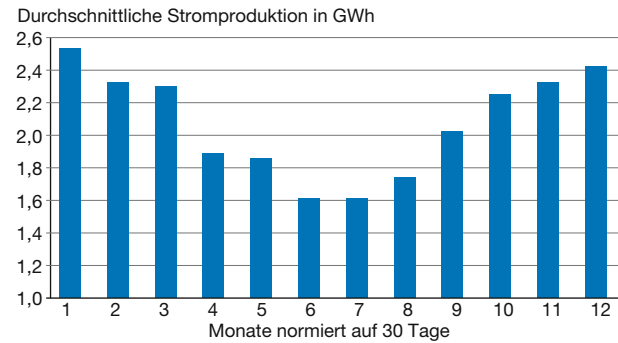
Modell-Windpark in der Nordsee

Basierend auf den Annahmen wurde für den Windpark eine Vielzahl von Risiken modelliert, deren wichtigste nachfolgend dargestellt werden.⁵ Einzige Erlösquelle des Windparks ist der Stromvertrieb, sodass die Erlöse maßgeblich von der Verfügbarkeit des Windes sowie der technischen Verfügbarkeit der WEA abhängig sind. Ersteres wird unter dem *Ressourcenrisiko* erfasst. Seine Bedeutung wird dadurch verstärkt, dass die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Energieproduktion eingeht. Eine geringe negative Abweichung bewirkt somit überproportional reduzierte Einnahmen. Die jährliche Durchschnittsgeschwindigkeit ist für die Energieproduktion weniger relevant als die Häufigkeitsverteilung des Windes. Setzt man die ermittelte Häufigkeitsverteilung in Relation zur Leistungskennlinie der WEA, kann daraus die erwartete Bruttojahresenergieproduktion geschätzt werden.⁶

Grundlage für die im Rahmen der Fallstudie ermittelte Häufigkeitsverteilung sind die Messwerte der in der Nordsee befindlichen FINO-1-Messstation.⁷ Ergänzend wurden Tageswerte simuliert, um eine Verteilung für die Jahresenergieproduktion zu schätzen. Dabei wurden sowohl die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten eines Monats (vgl. Abbildung 1) als auch die Korrelation zwischen den Tageswerten beachtet, wenn z.B. ein Sturm mit hohen Windgeschwindigkeiten über mehrere Tage andauert. Im Ergebnis liegt die zu erwartende Bruttojahresenergieproduktion bei ca. 25 Mio. kWh, mit einer Standardabweichung von ca. 1,2 Mio. kWh.

Das *Technologierisiko* umfasst eine abweichende Stromproduktion durch technische Beschränkungen. Ein Großteil der Verluste resultiert aus der Tatsache, dass nur ein gewisser Anteil der Windenergie in Strom umgesetzt wer-

Abbildung 1
Durchschnittliche Energieproduktion pro Monat



Quelle: eigene Darstellung.

den kann. Dieser wird von Turbinenlieferanten durch die Leistungskennlinie beschrieben. Zu beachten ist, dass nicht selten die Leistungsbegrenzung der Turbine später als erwartet einsetzt. Somit überschreitet die maximale Leistung die angegebene Nennleistung bei höheren Windgeschwindigkeiten. Bei niedrigeren unterschreitet dagegen die tatsächliche Energieproduktion die ermittelte Leistungskennlinie.⁸ Diese Unsicherheit wurde mit 10% angenommen, die die Energieproduktion über die gesamte Laufzeit beeinflusst und auch eine Schwankung der Luftdichte während der Jahreszeiten berücksichtigt.⁹

Eine WEA ist von anderen Anlagen des eigenen und/oder benachbarten Windparks umgeben. Diese Cluster-Anordnung bewirkt Abschattungsverluste. Durch Verwirbelungen ist daher mit geringeren Windgeschwindigkeiten zu rechnen, die sich mit dem weiteren Ausbau verstärken werden.¹⁰ Hinzu kommen technische Verluste im Rahmen der Übertragung des Stroms durch Transformation und Verkabelung.¹¹

Das *Fertigstellungsrisiko* enthält alle Risiken, bei denen die Anlage nicht mit vertragsgerechter Leistung, verzögert, zu höheren Kosten oder gar nicht fertiggestellt wird.¹² Die Schätzung der wichtigsten Kostenkomponenten erfolgte

4 Vgl. J. Böttcher: Projektfinanzierung eines Offshore-Windparks, in: ders. (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie – Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, 2013, S. 61.

5 Vgl. J. Böttcher: Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben, Berlin 2009, S. 51 f. Darüber hinaus fanden das Markt-, Inflations- und Innovationsrisiko Berücksichtigung. Hinsichtlich des politischen Risikos wurde ein stabiles Rechtssystem unterstellt.

6 Vgl. ausführlich E. Hau: Windkraftanlagen, Berlin u.a.O. 2014, S. 620 ff.

7 Vgl. FINO Datenbank, Windgeschwindigkeit 90m, Herausgegeben vom BSH, 2015. Die FINO-Messstation misst die Durchschnittswindgeschwindigkeit eines Zehn-Minuten-Intervalls nahezu durchgängig, so dass maximal 144 Messwerte/Tag vorliegen. Zusammen mit einer fiktiven Leistungskennlinie einer 5-mw-Turbine konnte aus den Windgeschwindigkeiten die Bruttoenergieproduktion für das Intervall berechnet werden.

8 Vgl. E. Hau, a.a.O., S. 602.

9 Die Ableitung der Leistungskennlinie ist auf eine Luftdichte von 1,225 kg/m³ normiert. Eine Schwankung der Luftdichte in den unterschiedlichen Jahreszeiten hat jedoch Einfluss auf die Windenergieproduktion. Vgl. J. Böttcher: Handbuch Offshore-Windenergie, a.a.O., S. 70.

10 Vgl. K. Klös-Hein (Hrsg.), H.-G. Bannasch, H. Mützelburg: Offshore-Windenergie, Frankfurt a.M. 2014, S. 149.

11 Vgl. V. Barth et al.: Abschätzung des Energieangebots, in: J. Böttcher (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie, a.a.O., S. 416. Die Kennzahlen der technischen Verluste basieren auf der Studie von Prognos und Fichtner für Standort A. Vgl. J. Hobohm et al.: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland (Langfassung), Stiftung Offshore-Windenergie, Varel 2013.

12 Vgl. H. Stohlmeyer, J. Ondraczek: Darstellung und Mitigierung zentraler Fertigstellungsrisiken, in: J. Böttcher (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie, a.a.O., S. 332.

auf Basis verschiedener Studien.¹³ Im Ergebnis bewirken alle subsummierten Risiken eine Kapitalwertreduktion.

Zur Schätzung der erwarteten Fertigstellungsverzögerung wurde der Bau von 80 WEA simuliert. Die Berechnung der Installationsdauer erfolgte unter Berücksichtigung von Wettereinflüssen und potenziellen Lieferverzögerungen für die Installationsdauer der wichtigsten Komponenten. Zusätzlich wurden aus der FINO-Datenbank „Schlechtwettertage“, bei denen die signifikante Wellenhöhe oder die Windgeschwindigkeit während der Tageszeit über den Grenzwerten lag, für den Bauzeitraum (Februar bis November) herausgefiltert und eine Wahrscheinlichkeit für schlechtes Wetter abgeleitet. Korrelationen zwischen den Unwettertagen wurden ebenso wie Logistikprobleme, z.B. ein Verzug des Lieferanten oder nicht zur Verfügung stehende Schiffskapazitäten, einbezogen. Die Produktion der Fundamente wurde für Anfang 2016, der Baubeginn frühestens Mitte März 2016 unterstellt. Geplante Fertigstellung ist dabei Ende Oktober 2017, um nach einem zweimonatigen Testbetrieb, Anfang 2018, in den regulären Betrieb übergehen zu können. Die Simulation über 1000 Durchläufe ergab, dass der Fertigstellungstermin in ca. 86% der Fälle eingehalten werden kann. Wird der Windpark erst verspätet in Betrieb genommen, ist eine Verzögerung von 3,5 Monaten zu erwarten. Das Risiko der Degression der Anfangsvergütung durch eine Fertigstellungsverzögerung ist im Simulationsmodell bei 1000 Durchläufen nicht eingetreten. Eine Fertigstellung der 80 Fundamente und des Umspannwerks wurde bis Juli 2017 erreicht, so dass die Betriebsbereitschaft gemäß den Vorgaben des EEG hergestellt wurde. In der Folge kann das Risiko als sehr gering eingeschätzt werden und wurde nicht weiter betrachtet.

Das *Betriebsrisiko* beschreibt unerwartete Unterbrechungen des Windparks, verbunden mit Erlösausfällen sowie erhöhten Betriebskosten. Um stabile Winderträge zu garantieren, werden die regelmäßigen Wartungen in den wind-schwachen Zeiten im Frühjahr und Sommer durchgeführt. Ungeplante Betriebsstörungen können unterjährig jederzeit auftreten. Der Stillstand der WEA wird durch die Dauer der Nichtzugänglichkeit z.B. durch die Witterungsbedingungen verlängert. Um einen mehrtägigen Stillstand im windstarken Herbst und Winter zu verhindern, setzen die Betreiber des Windparks Alpha Ventus Helikopter ein, die das Wartungspersonal und die Materialien in den Windpark fliegen.¹⁴ Die

13 Vgl. E. Hau, a.a.O., S. 905; Fraunhofer IWES: Cost of offshore wind energy, 2015, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_en/4_Offshore/5_betriebsresultate/3_Investitionskosten/; K. Klös-Hein et al., a.a.O., S. 146; J. Hobohm et al., a.a.O., S. 109 f. Die in den Studien angegebene Reserve wurde in den Angaben des fiktiven Windparks verrechnet.

14 Vgl. Alpha Ventus, https://www.alpha-ventus.de/fileadmin/Dateien/publikationen/av_Factsheet_de_2016.pdf, S. 3.

Logistik zum Windpark stellt somit die größte Herausforderung und zugleich einen hohen Kostenfaktor dar.

Für das Investitionsmodell wurde die Erfahrungskurventheorie aufgegriffen, die die Kostenentwicklung an die Ausbauszenarien der On- und Offshore-Technik knüpft. Die Instandhaltungskosten einer WEA werden durch die durchschnittliche Ausfallrate pro Jahr, die Mietkosten der Wartungsschiffe und die Kosten für Einsatzteile bestimmt. Die durchschnittliche Ausfallrate von 9,5 Ausfällen/Jahr wurde für jedes Jahr simuliert, da Ausfälle meist aufgrund der Belastung durch die Umwelt, Wind und Wellen entstehen. Diese korrelieren mit der Höhe des Energieertrags, der ebenfalls durch hohe Windgeschwindigkeiten entsteht.¹⁵

Der Erwartungswert für die Verfügbarkeit des Windparks für alle Betriebsjahre betrug ca. 95%.¹⁶ Die Eigentümer des Windparks sind am Ende zu einem Rückbau des Windparks verpflichtet. Für diesen wurden 45 Mio. Euro eingeplant, aufgrund mangelnder Erfahrungswerte wurde eine mögliche Kostensteigerung mit einer Standardabweichung von 20% einbezogen, eine potenzielle frühzeitige Stilllegung und früherer Rückbau dagegen vernachlässigt.

Risikoaggregation für den Windpark

Zur Durchführung der Risikoaggregation ist es notwendig die identifizierten Risiken quantitativ, d.h. mit einer geeigneten Dichte- oder Verteilungsfunktion, zu beschreiben, um daraus die Risikomaße abzuleiten.¹⁷ Als Risikomaß wurde der im Risikomanagement häufig eingesetzte Value at Risk (VaR), als lageabhängiges Downside-Risikomaß, gewählt. Er ist definiert als die Verlusthöhe, die in einem bestimmten Zeitraum mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit nicht unterschritten wird.¹⁸

15 Vgl. B. Reimers, M. Kaltschmitt: Kostenentwicklung der Offshore-Windstromerzeugung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 38. Jg. (2014), H. 4., S. 217-237. Im Modell wurde dies mit einer Lognormalverteilung berücksichtigt.

16 Vgl. J. Hobohm et al. a.a.O., S. 109 f.; V. Barth et al., a.a.O., S. 416; L. Dannenberg: Offshore-Windenergieanlagen und Entwicklungstendenzen, in: J. Böttcher (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie, a.a.O., 2013, S. 289-329. Vermehrte Ausfälle wurden zu Beginn sowie zum Ende der Betriebsphase berücksichtigt. Vgl. K. Klös-Hein et al., a.a.O., S. 150. Versicherungskosten zur Abdeckung von Extremereignissen wurden mit 22 Euro/kW/Jahr angenommen (Lognormalverteilung, Standardabweichung von 10%). Erfahrungskurveneffekte wurden nur bis zur Periode 10 einbezogen, von weiteren Investitionen in bessere Systeme und Konzepte wurde danach abgesehen.

17 Vgl. W. Gleißner: Grundlagen des Risikomanagements im Unternehmen, München 2011, S. 111.

18 Vgl. W. Gleißner, M. Wolfrum: Risiko- und Performancemaße, in: W. Gleißner, F. Romeike (Hrsg.): Praxishandbuch Risikomanagement, Berlin 2015, S. 195. Mit der Wahrscheinlichkeit $a=1-p$ (Konfidenzniveau) wird der Verlust überschritten. Der VaR ist demnach das negative Quantil einer Verteilung.

Die Risikoaggregation führt die identifizierten und quantitativ bewerteten Einzelrisiken unter Berücksichtigung ihrer Wechselbeziehungen zusammen. Die Gesamtrisikoposition muss im Vergleich zur Risikotragfähigkeit der Unternehmung gesetzt werden. Des Weiteren wird die Bedeutung von Einzelrisiken an der Gesamtrisikoposition ersichtlich, so dass Maßnahmen zur Risikosteuerung priorisiert werden können.¹⁹ Die Risikoaggregation erfolgte mit Hilfe einer Monte-Carlo-Simulation. Diese kommt zum Einsatz, wenn Modelle zu komplex werden, weil z.B. nicht-lineare Zusammenhänge eine direkte Berechnung verhindern. Bei der Simulation werden auf Basis der Verteilungsfunktionen Realisierungen der Zielgrößen immer neu berechnet. Die Vielzahl der so generierten Modellrealisierungen ergibt eine repräsentative Stichprobe aller potenziellen Entwicklungen und ermöglicht die numerische Bestimmung der gesuchten Risikomaße.²⁰

Die rechnergestützte Risikobetrachtung wurde mit Hilfe der Softwarelösung Crystal Ball von Oracle durchgeführt.²¹ Zur Modellierung der Verteilungen ermöglicht diese 25 Verteilungstypen, die mit entsprechenden Parameterwerten eingestellt werden können. Dabei werden die Verteilungen grafisch angezeigt, was eine optische Einschätzung erleichtert. Jeder Verteilungstyp kann über verschiedene Parametereingaben charakterisiert werden. So bietet die Software, neben den gängigen Parametern Mittelwert und Standardabweichung für eine Normalverteilung, auch die Möglichkeit, die Verteilung über Quantile – also dem VaR – zu beschreiben.

Relevante Zielgrößen für die Sponsoren sind der Kapitalwert sowie die Kapitalausstattung. Somit war zu untersuchen, wieviel Fremdkapital das neu zu gründende Unternehmen risikobedingt aufnehmen darf, so dass der erwartete Cash Flow den Schuldendienst decken kann und keine Rückgriffe auf die Sponsoren notwendig sind. Für die Höhe des Fremdkapitals ist also entscheidend, welchen Betrag die freien Cash Flows (vor Zinsen, Tilgung und Steuern) in den ersten zehn Perioden mit einem von den Kreditgebern festgelegten Konfidenzniveau mindestens übersteigen.

Eine Simulation des Modells über 100 000 Durchläufe ergab, dass das maximale Fremdkapital bei 1,02 Mrd.

19 F. J. Sartor, C. Bouraue: Risikomanagement kompakt. In 7 Schritten zum aggregierten Nettorisiko des Unternehmens, München 2013, S. 59; W. Gleißner, M. Wolfrum: Risikoaggregation und die Berechnung des Gesamtrisikoumfangs eines Unternehmens, in: W. Gleißner, F. Romeike, a.a.O., S. 213.

20 Vgl. H. Rommelfanger: Stand der Wissenschaft bei der Aggregation von Risiken, in: Deutsche Gesellschaft für Risikomanagement (Hrsg.): Risikoaggregation in der Praxis, 2008, S. 39 f.

21 Crystal Ball wurde in Kombination mit Microsoft Excel eingesetzt, da es das Programm als „Add-in“ um die Simulationsmöglichkeiten erweitert.

Euro liegt. Für die unterstellte Investitionshöhe von 1,5 Mrd. Euro resultiert ein Eigenkapitalbedarf von knapp 480 Mio. Euro, also 32%. Die angepassten, gewichteten Kapitalkosten steigen graduell auf 8%, der Kapitalwert sinkt auf 181 Mio. Euro. Darüber hinaus wurde simuliert, wieviel risikobedingtes Eigenkapital notwendig sein wird. Mit 95%iger Wahrscheinlichkeit wird der Eigenkapitalbedarf 892 Mio. Euro nicht übersteigen, erwartet werden 573 Mio. Euro. Die Eigenkapitalausstattung eines neu gegründeten Unternehmens wäre somit nicht ausreichend. Rückgriffsmöglichkeiten der Fremdkapitalgeber auf die Sponsoren in Abhängigkeit fest definierter Ereignisse sind notwendig. Es zeigt aber auch, dass Fremdkapitalgeber zu recht zurückhaltend sind und Konsortien bilden.

Mit dem risikobedingt angepassten Fremdkapital wurde die Simulation erneut ausgeführt. Der Eigenkapitalanteil der Investition resultierte bei jedem Simulationsdurchlauf aus der Differenz von Baukosten und Finanzierungshöhe.²² Die Berechnung erfolgte auf Basis des simulierten Kapitalwerts, die die nachfolgende Verteilung ergab: Der Erwartungswert lag bei 66 Mio. Euro, was deutlich vom Basisszenario abweicht (vgl. Abbildung 2). Der Kapitalwert, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% nicht unterschritten wird, beträgt -443 Mio. Euro (bzw. -766 Mio. Euro für das 99%-Quantil). Dieser entspricht dem VaR.²³ Mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 60% ist der Kapitalwert positiv, so dass die erwarteten Renditeansprüche der Kapitalgeber erfüllt werden. Jedoch sind Maßnahmen erforderlich, um die Schwankungsbreite des Kapitalwerts zu reduzieren und die Wahrscheinlichkeit für einen positiven Kapitalwert zu erhöhen. Bei welchen Einzelrisiken die Risikosteuerung ansetzen sollte, zeigt der Varianzbeitrag in Abbildung 3.

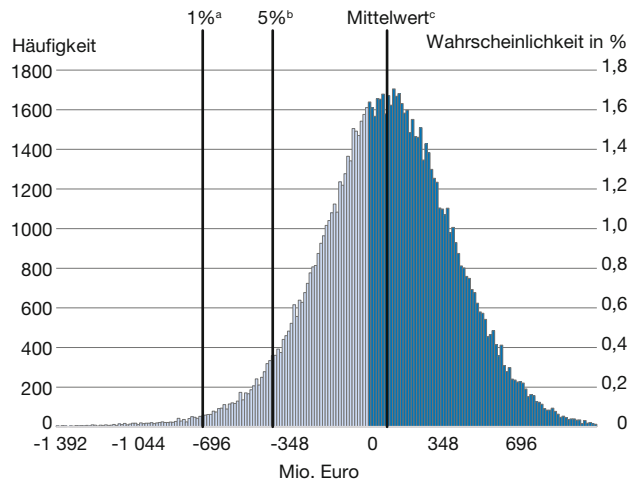
Die größten Risiken bestehen während der Projektierungsphase vor Fertigstellung des Windparks. Die Baukosten haben erwartungsgemäß den höchsten Einfluss auf die Schwankungsbreite des Ergebnisses, da sie sich unmittelbar auf den Eigenkapitalbedarf und die Kapitalkosten auswirken. Eine Erhöhung der Baukosten kann die Investition schnell unrentabel werden lassen,²⁴ teilweise gibt es jedoch gravierende Unterschiede. Der Beitrag einzelner Risiken wurde deutlich unterschätzt, z.B. ist die Fertigstellungsverzögerung durch die Korrelation mit den Investitionskosten relevanter als die Sensitivitätsanalyse

22 Zinseffekte der zeitabhängigen Zahlungen wurden nicht berücksichtigt, was eine Schwäche der Untersuchung darstellt.

23 Die Abweichung vom Erwartungswert (DVaR) beträgt 509 Mio. Euro (832 Mio. Euro), womit das Risiko der Investition beschrieben wird. Die erwarteten Abweichungen sind nach unten größer als nach oben (Rechtsschiefe).

24 Vgl. die Sensitivitätsanalyse von M. Balks, P. Breloh, a.a.O., S. 31.

Abbildung 2
Simulativ ermittelte Streuung des Kapitalwerts



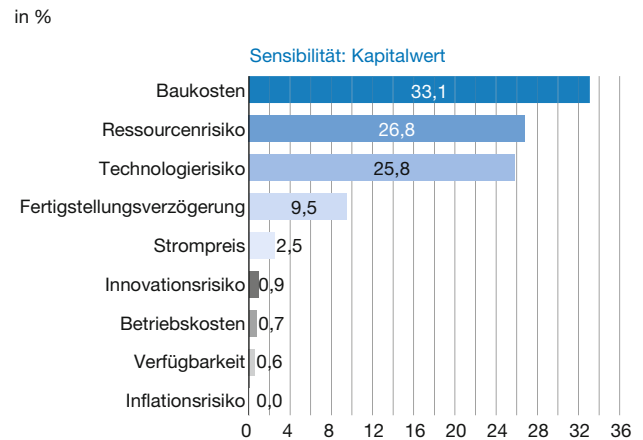
^a 1% = -766 Mio. Euro. ^b 5% = 443 Mio. Euro. ^c Mittelwert = 66 Mio. Euro.
 Quelle: eigene Darstellung.

ergab. Dies deckt sich mit der Beobachtung, dass sich Investoren gerne erst nach einer erfolgreichen Inbetriebnahme engagieren, wie z.B. der anteilige Verkauf von Baltic 1 und 2 durch EnBW. So hatte EnBW im Januar 2015 bekannt gegeben, dass der australische Finanzinvestor Macquarie Capital knapp 50% der Anteile an Baltic 2 erworben habe. Die Übergabe war abhängig von der vollständigen Inbetriebnahme des Windparks, die im Herbst 2015 erfolgte.

Die größte Unsicherheit der Einnahmen entsteht durch die Energieproduktion. Preis und Absatz sind durch das EEG weitestgehend garantiert, sodass eine geringere Energieproduktion durch das Ressourcen- und Technologierisiko den größten Einfluss hat. Während Flauteszenarien einzelner Jahre über die lange Laufzeit diversifiziert werden, entsteht das Ressourcenrisiko hauptsächlich durch die Parameterunsicherheit des Windgutachtens. Gleiches gilt für das Technologierisiko, das vorrangig aus der Unsicherheit über die Energieproduktion gemäß der Leistungskennlinie des Turbinenlieferanten entsteht. Ob das Risiko eintritt, kann bereits nach den ersten Betriebsjahren beurteilt werden und sinkt nach der Inbetriebnahme deutlich.

Obwohl der Marktpreis für die ersten zehn Perioden nicht relevant ist, haben die Schwankungen eine höhere Auswirkung auf die mögliche Entwicklung als durch die Sensitivitätsanalyse geschätzt wurde. Während die negative Abweichung bis zum 20. Betriebsjahr durch die nominal gezahlten 3,9 ct/kWh Mindestvergütung nach unten begrenzt ist, sind es vor allem die Szenarien mit hohen

Abbildung 3
Varianzbeitrag einzelner Risiken zur Kapitalwertstreuung



Quelle: eigene Darstellung.

Strompreisentwicklungen, die den Varianzbeitrag verursachen. Die Verfügbarkeit der Anlagen trägt weniger zur Varianz des Kapitalwerts bei. Einmalig hohe Anlagenausfälle treten auf, werden aber über die Laufzeit diversifiziert. Dennoch darf dieses Risiko nicht unterschätzt werden, da Ausfälle oft eine Betriebskostenerhöhung verursachen. Für mögliche Liquiditätsengpässe ist dann im Rahmen der Finanzplanung Vorsorge zu treffen.

Maßnahmen zur Risikosteuerung

Gegenüber dem Basisszenario ist der Erwartungswert des Kapitalwerts nach der Aggregation der Einzelrisiken um ca. 115 Mio. Euro gesunken. Die Attraktivität der Investition ist somit deutlich geringer. Die breite Streuung des Kapitalwerts im negativen Bereich erklärt das zurückhaltende Verhalten vieler Investoren in Abhängigkeit der gewählten Finanzierungsform. Eine Projektfinanzierung begrenzt die Haftung der Eigenkapitalgeber, während sie bei einer Unternehmensfinanzierung dieses Risikos tragen. Für die Fremdkapitalgeber verhält es sich umgekehrt.

Aufgrund des hohen Einsatzes von Eigenkapital und der breiten Streuung des Kapitalwerts ist es sinnvoll, den Windpark in einer Kooperation aus strategischen Partnern zu bauen, die die Risiken aufteilen. Dadurch können auftretende Kostenüberschreitungen, die eine zusätzliche Kapitalbeschaffung notwendig machen, verteilt werden. Dieses Vorgehen hat auch E.ON für den neu geplanten Windpark „Arkona“ in der deutschen Ostsee gewählt, der zu je 50% in Kooperation mit dem norwegischen Energie-

konzern Statoil gebaut wird.²⁵ Fremdkapitalgeber lassen sich in der Regel eine Fertigstellung des Windparks garantieren, da ihre Sicherheiten meist auf den Cash Flow des Projekts begrenzt sind. Wird ein Generalunternehmer zur Errichtung eines schlüsselfertigen Windparks beauftragt, kann das Fertigstellungsrisiko reduziert werden, da dieser die Verantwortung für Kosten, Termine und Qualität trägt.²⁶ Dadurch entstehende Mehrkosten müssen mit dem Rückgang der Unsicherheit im Einzelfall abgewogen werden.

Die Investitionskosten in Offshore-Windparks sind derzeit sehr hoch und könnten durch die Realisierung von Kosteneinsparpotenzialen gesenkt werden. Die Branche hofft dabei auf die Entwicklung größerer Rotoren und Turbinen mit höherer Nennleistung.²⁷ Für die Errichtung eines Windparks gleicher Leistung sind somit weniger WEA nötig, wodurch die Baukosten deutlich sinken. Auch hier kann der neue Windpark von E.ON und Statoil genannt werden, die sich für 60 getriebelose, direkt angetriebene Anlagen mit je knapp 6 mw Leistung von Siemens entschieden haben. Mit einer Gesamtleistung von 385 mw benötigt der Windpark bei fast gleicher Leistung gegenüber den klassischen 400-mw-Parkgrößen 20 WEA weniger. Die sinkenden Baukosten müssen jedoch mit dem Risiko der neuen Turbinentypen abgewogen werden, da hier mangels Erfahrung höhere Unsicherheit im Betrieb und in der Installation zu berücksichtigen sind.

Gleichzeitig wird durch die Erfahrung aller Akteure die Schwankungsbreite und damit das Risiko der Baukostenüberschreitung abnehmen, ein kontinuierlicher Ausbau der Offshore-WEA in Deutschland vorausgesetzt. Jedoch werden zukünftige Windparks weiter von der Küste entfernt und in tieferen Wassertiefen errichtet. Es ist damit zu rechnen, dass neue Konzepte erarbeitet werden müssen, um den Bau und Betrieb wirtschaftlicher zu gestalten. Es existieren Ansätze, die Gründungskosten, die derzeit einen hohen Anteil an den Bau- und Installationskosten haben, durch den Einsatz von schwimmenden Fundamenten deutlich zu reduzieren. Erste Prototypen wurden bereits errichtet und werden derzeit getestet. Die Installation von Windparks könnte dadurch weitgehend unabhängig von der Wassertiefe werden, wovon insbesondere der Ausbau in der deutschen Nordsee profitiert. Die Küstenentfernung stellt dann, insbesondere bei der laufenden Wartung nach der Inbetriebnahme, die größte

25 Vgl. J. Flauger: Milliardenprojekt in der Ostsee, Handelsblatt vom 25.4.2016, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/eon-baut-neuen-windpark-milliardenprojekt-in-der-ostsee/13497686.html>.

26 Vgl. M. Balks, C. Behrend: Aktuelle Vertragsstrukturen und Risikoallokation Deutscher Off-Shore Projekte, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg. (2015), H. 9, S. 41.

27 Vgl. J. Hobohm et al., a.a.O., S. 26 f.

Herausforderung dar. Seebasierte Wartungskonzepte, in denen die Wartungsboote dauerhaft vor Ort sind und windparkübergreifend eingesetzt werden, stellen hierbei ein vielversprechendes Konzept dar, da der Betrieb in nächster Zukunft auf den Einsatz von Menschen vor Ort angewiesen bleibt, auch wenn bereits an ferngesteuerten Systemen geforscht wird.²⁸

Auf der Einnahmeseite entstehen die größten Risiken aus den Unsicherheiten über die Qualität des Windgutachtens und der Leistungskennlinie des Turbinenlieferanten. Ersterem kann nur mit längeren Messreihen am spezifischen Standort oder durch weitere Gutachten begegnet werden. Da diese jedoch stets mit einer Unsicherheit für die Zukunft übernommen werden, lässt sich dieses Risiko nur vermindern, nicht vermeiden. Um der Unsicherheit aus der Leistungskennlinie zu begegnen, wäre eine Garantie des Turbinenherstellers für die rechnerisch erzielte Energielieferung denkbar, sofern man sich auf ein geeignetes Berechnungsverfahren verständigt.²⁹ Welche Auswirkung diese Garantie auf die Investition hat, muss wiederum im Einzelfall geprüft werden. Die steigenden Investitionskosten der Turbinen wirken sich negativ auf den Kapitalwert aus, während das Schwankungsintervall durch Wegfall von negativen Abweichungen für die Investition deutlich positiver ausfällt.

Die Vielzahl der Maßnahmen würde die Schwankungsbreite der Einnahmen reduzieren, höhere Fremdkapitalquoten, verbunden mit geringeren WACC, ermöglichen in Summe eine Kapitalwerterhöhung und gesteigerte Profitabilität der Investition. Die Risikoaggregation zeigte zudem, dass sich die Betriebsrisiken über den Zeitraum diversifizieren. Für eine strategische Investitionsentscheidung sind sie weniger relevant, jedoch können ungünstige Kombinationen schnell zu (operativen) Liquiditätsproblemen führen. Insbesondere bei Projektfinanzierungen wird die Projektgesellschaft ausreichend Rückstellungen bilden müssen, um dem Fremdkapitalgeber die geforderte Sicherheit zu bieten. Auch hier bietet sich die Risikoaggregation an, um über deren Höhe zu entscheiden.

Kritische Würdigung der Ergebnisse

Offshore-Windenergie kann die Versorgungslücke, die der Atomausstieg bewirkt, umweltfreundlich schließen, die deutschen Meere sind prädestiniert für den Einsatz der Offshore-Windtechnik. Für die Ermittlung der Gesamtrisikoposition von Offshore-Investitionen bietet sich die Monte-Carlo-Simulation an, die als einzige Me-

28 Vgl. K. Klös-Hein et al., a.a.O., S. 150 f., E. Hau, a.a.O., S. 748.

29 Vgl. E. Hau, a.a.O., S. 603.

thode unterschiedliche Verteilungen unter Beachtung der Wechselbeziehungen aggregieren kann. Allerdings lässt sich kritisieren, dass durch die Monte-Carlo-Simulation eine Scheingenaugigkeit entsteht, da die Ergebnisse auf ungenauen Annahmen basieren. Es empfiehlt sich daher, die Resultate als Verteilung zu kommunizieren.³⁰ Einige Annahmen der Simulation mussten subjektiv geschätzt werden, da entweder keine Verteilungen zur Verfügung standen oder Daten zu Einzelrisiken bisher nicht existieren. Oft sind nur Mittel- und Erwartungswerte einzelner Parameter ohne die möglichen Abweichungen zu finden, wodurch ein objektives Schätzen der Unsicherheiten erschwert wird. Bei der Modellierung wurden Unsicherheiten konservativ geschätzt und, soweit dies möglich war, auf vorhandene Daten zurückgegriffen sowie gegebenenfalls mit einer Parameterunsicherheit in das Modell übernommen.

Einzelne Parameterrisiken wurden nicht beachtet, z.B. unterstellt die Simulation eine garantierte Fertigstellung des Windparks sowie weitgehend konstante politische Entwicklungen. Weiterhin wird der Investitionshorizont mit 25 Jahren gemäß der maximalen Betriebszulassung des BSH angenommen. Dafür existiert kaum Erfahrung, da die Offshore-Windenergie eine junge Technologie ist. Durch Materialermüdung könnte eine Stilllegung des Windparks ungeplant früher eintreten.

Ein quantitatives Risikomanagement wird immer vor dem Problem stehen, dass mangels Daten einzelne Risiken nicht angemessen quantifiziert werden können. Ein Verzicht und eine rein qualitative Einschätzung ist keine Alternative. Die Analyse zeigt, dass der Unternehmensführung in diesem Fall wichtige Steuerungsgrößen fehlen. Im Zuge von Big Data und Business-Intelligence-Methoden werden wesentlich mehr Daten erhoben, die eine Quantifizierung der Risiken erleichtern. Gleiches ist bei Offshore-Windparks zu erwarten, da Monitoringsys-

30 Zudem wurde mit 100 000 Durchläufen nur eine Stichprobe einer Grundgesamtheit generiert. Der Standardfehler beträgt ca. 1 Mio. Euro. Mit einer Sicherheit von 95% liegt der wahre Mittelwert des Kapitalwerts zwischen 64,3 und 68,3 Mio. Euro.

teme laufend Daten über den Zustand der WEA erheben. Drohende Ausfälle können so frühzeitig, z.B. durch die Erwärmung einzelner Bauteile, erkannt werden. Diese Daten fließen in die Bewertung des Betriebsrisikos ein, da der Risikomanagementprozess nach der Fertigstellung des Windparks nicht abgeschlossen ist. Die gezielte Steuerung der Wartung beugt ungeplanten Ausfällen vor, die die Liquidität des Projekts oder sogar des Unternehmens gefährden können. Das Schätzen der notwendigen Liquiditätsreserven wird nach Fertigstellung des Windparks Aufgabe des Risikomanagements, um größtmögliche Sicherheit für die Fremdkapitalgeber zu gewährleisten und das Ausweichen auf kurzfristige und teure Zwischenfinanzierungen zu vermeiden. Trotz der inhärenten Ungenauigkeiten eignen sich die Ergebnisse zur Quantifizierung der wichtigsten Einzelrisiken sowie um konkrete Maßnahmen einzuleiten, die die Schwankungsbreiten der Zielgrößen reduzieren.

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die Einspeisevergütungen in Zukunft zu reduzieren und an die Stromverbraucher weiterzugeben. Dies zeigt schon die Degression der Vergütungen, die bereits im EEG geregelt sind.³¹ Das Risiko der Fertigstellungsverzögerung wird dadurch mittelfristig noch relevanter werden. Die geplante schrittweise Einführung der Ausschreibungsmethode, mit der die Bundesregierung Leistungen technologiespezifisch an den Bieter mit dem niedrigsten Angebot vergibt, wird die Betreiber zu einer Kostenreduktion zwingen, um sich im Bieterwettbewerb durchsetzen zu können. Jedoch dürfen dadurch nicht die zu erwartenden Lernkurveneffekte ausgebremst werden. Relevant werden die reduzierten Vergütungen aber insbesondere auf der Einnahmenseite. Inwieweit die Ausschreibungsmethode sich auf den weiteren Ausbau der Offshore-Windbranche auswirkt, ist derzeit noch nicht abzusehen. Die richtige Balance zwischen der Realisierung von Kosteneinsparpotenzialen und einer möglichst günstigen Energiewende gleichzeitig zu finden, stellt in Zukunft eine Herausforderung dar, die von der Politik zu meistern ist.

31 Vgl. § 30 Abs. 1 EEG.

Title: *Risk Aggregation for Offshore Wind Investments*

Abstract: *One of the main obstacles to the realisation of offshore wind investments are the potential risks. For a German offshore wind park, these risks are quantified here, and an overall value at risk has been computed using a Monte Carlo simulation. The results confirm the major contribution of construction cost overruns, wind availability on the variance of the overall risk position and the importance of quantitative risk management in project financing.*

JEL Classification: G32, L94