

Marita Balks, Philipp Breloh

Risikobewertung bei Investitionen in Offshore-Windanlagen

Die Energiewende verläuft langsamer als geplant. Offensichtlich bleiben private Investoren zurückhaltend, obwohl das Zinsniveau niedrig ist, politische Zugeständnisse bei der Risikoverteilung gemacht wurden und erhebliche Fördersummen insbesondere über das Erneuerbare-Energien-Gesetz fließen. Am Beispiel von Offshore-Wind-Projekten werden mithilfe einer Sensitivitätsanalyse investitionsspezifische Risiken erfasst und Möglichkeiten aufgezeigt, wie die Investitionsbereitschaft erhöht werden kann.

Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD wird der Ausbau der erneuerbaren Energien als zentraler Baustein der Energiewende bestätigt. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll von 22% (2012) innerhalb eines Ausbaukorridors (40% bis 45% bis 2025, 55% bis 60% bis 2035) steigen (vgl. Abbildung 1). Das im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankerte langfristige Ziel von 80% (2050) wird im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD nicht revidiert.¹

Als ein Kernstück des Erneuerbare-Energien-Ausbaus sollten vor den deutschen Küsten bis 2020 (2030) ursprünglich Windräder mit einer Kapazität von 10 gw (30 gw) ans Netz gehen.² Im Koalitionsvertrag sind diese Ziele auf 6,5 gw (15 gw) langfristig halbiert worden. Dennoch ist die Windkraft und insbesondere ihr Ausbau in der Nord- und Ostsee einer der wichtigsten Träger für ein geändertes Energieangebot in Deutschland. Die Ziele der Bundesregierung bleiben mit Blick auf Offshore-Wind sehr ambitioniert. Bisher sind in Deutschland erst drei Hochsee-Offshore-Windparks sowie drei Einzelanlagen in Betrieb.³ Mit BARD Off-

shore I ist der erste groß angelegte 400-mw-Park im August 2013 nach Verzögerungen in Betrieb genommen worden. Genehmigt sind in der Nordsee insgesamt 28 Projekte, davon fünf Großprojekte im Bau. Laut Koalitionsvertrag sollen bis 2030 etwa 35 solcher 400-mw-Parks in Betrieb gehen. Das scheint weiter sehr ambitioniert und schon das 6,5-gw-Ziel für 2020 (das wären 15 weitere 400-mw-Parks) stellt eine große Herausforderung für die neue Bundesregierung und die involvierten Energieunternehmen dar. Die politischen Antworten auf diese Herausforderung liegen derzeit unter anderem in einer Verlängerung des Stauchungsmodells bei den Einspeisevergütungen für Offshore-Wind sowie in Flexibilisierungen und weiteren Differenzierungen der Einspeisevergütungen, um Überförderung zu vermeiden und die Kosten der Energiewende bei Aufrechterhaltung von Ausnahmen für energieintensive Industrien politisch tragfähig zu gestalten.⁴

Trotz fortgeführter Förderung, politischer Zugeständnisse bei der Risikoverteilung zwischen Stromproduzenten, Netzbetreibern und Abnehmern und einem aktuell historisch niedrigen Zinsniveau scheint es noch keine adäquaten Finanzierungsmodelle zu geben, die für Investoren eine annehmbare Allokation der Risiken erlauben. Die Investitionsbereitschaft nimmt allenthalben sogar ab.⁵ Als Hauptgrund für die zurückhaltende Investitionsbereitschaft wird das Risikoprofil genannt.⁶

Im Rahmen dieses Beitrags soll die Diskussion bezüglich der Risiken quantitativ fundiert werden. Am Beispiel von Offshore-Wind-Projekten werden investitionsspezifische Risiken abgegrenzt, ihre Relevanz mit Hilfe einer

1 Vgl. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: Deutschlands Zukunft gestalten, 18. Legislaturperiode, unterschrieben am 27.11.2013 in Berlin, S. 49 ff.

2 Vgl. <http://www.wind-energie.de/politik/offshore> (5.11.2013).

3 Alpha Ventus (EWE, EnBW, Vattenfall) und BARD Offshore I (BARD Holding, Hypovereinsbank) in der Nordsee sowie EnBW Baltic I in der Ostsee. Einzelanlagen: ENOVA Offshore Ems-Emden und Hooksiel (BARD Holding) in der Nordsee sowie Rostock (Nordex AG) in der Ostsee.

4 Vgl. Koalitionsvertrag, a.a.O., S. 55.

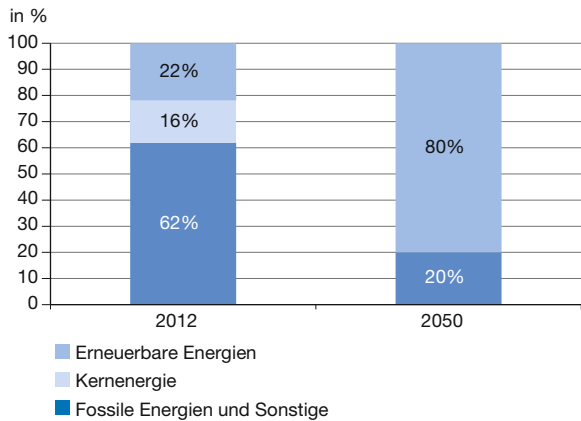
5 Vgl. <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/eon-und-co-fuer-die-wende-fehlt-die-energie/7915068.html> vom 13.3.2013 (5.11.2013).

6 Vgl. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung: Globale Umweltveränderungen, Finanzierung der globalen Energiewende; in: Politikpapier 7, 6/2012, S. 13 f.; oder Bundesverband deutscher Banken: Positionspapier des Bankenverbandes zur Finanzierung der Energiewende, 6/2012, S. 4.

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

Dr. Philipp Breloh ist Mitarbeiter eines Energieunternehmens. Er vertritt hier seine persönliche Meinung.

Abbildung 1
Bisher angestrebter Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung



Quelle: BMWi, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiewende/energiekonzept,did=490752.html> (5.11.2013).

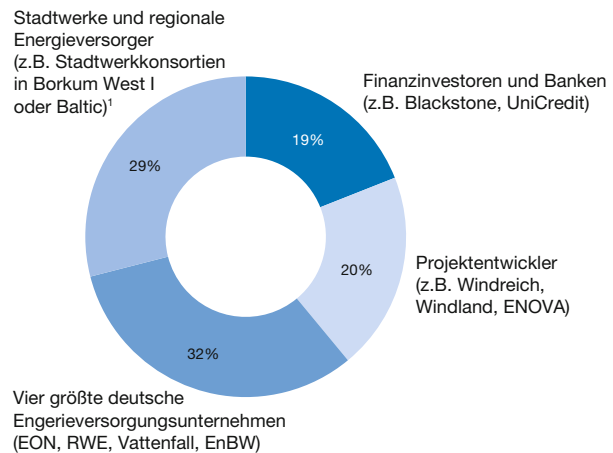
Sensitivitätsbetrachtung abgeschätzt und Möglichkeiten aufgezeigt, wie statt erhöhter Förderung die wichtigsten Risiken aus Investorensicht mitigiert und eine höhere Investitionsbereitschaft zur Unterstützung der Energiewende geschaffen werden kann.

Zurückhaltende Finanzierung durch Investoren

Für die erfolgreiche Umsetzung der angestrebten Energiewende ist eine Vielzahl von Investitionen in den Bau von neuen Anlagen oder Parks, Energie-Speicherung sowie die damit verbundene Netzinfrastruktur erforderlich. Die Schätzungen bezüglich des Investitionsvolumens variieren zwischen 200 Mrd. Euro⁷ und 550 Mrd. Euro.⁸ Letztere basieren auf einer Szenariorechnung, die durch die Bundesregierung beauftragt wurde. Die Realisierung eines Offshore-Windparks in der Größenordnung von 80 Windenergieanlagen mit insgesamt 400 mw erfordert einen Kapitaleinsatz von ca. 1 Mrd. bis 1,5 Mrd. Euro.⁹ Für diese Finanzierungsgröße bietet sich grundsätzlich die gesamte Breite möglicher Finanzierungsformen von Private-Equity bis langfristiger Kreditfinanzierung an. Aktuell sind die vier großen Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke mit über 60% die Haupteigentümer von Offshore-Windkraft-Kapazitäten (vgl. Abbildung 2). Finanzinvestoren und Projektentwickler tragen mit jeweils

7 Vgl. Bankenverband: Finanzierung der Energiewende: Investitionssicherheit und innovative Lösungen, <https://www.bankenverband.de/themen/politik-gesellschaft/defacto/defacto-17/finanzierung-der-energie-wende-investitionssicherheit-und-innovative-loesungen> (5.11.2013).
 8 Vgl. <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/kosten-nutzen-energie-wende.html> (5.11.2013).
 9 Diese Projektgröße haben beispielsweise Global Tech I, DanTysk, Albatros sowie Deutsche Bucht.

Abbildung 2
Anteilseigner von Offshore-Windkraft-Kapazitäten in Deutschland



Quelle: Stiftung Offshore-Windenergie, http://www.offshore-windenergie.net/images/documents/factsheets/Factsheet02web_bf_finanzierung.pdf (5.11.2013).

etwa 20% zur Eigenkapitalfinanzierung bei. Je nach Größe der in einem Projekt beteiligten Energieunternehmen scheinen sich jedoch unterschiedliche Eigentümerstrukturen zu entwickeln. Während die international agierenden Energiekonzerne in der Regel alleinige Eigentümer ihrer Projekte bleiben, involvieren regionale Energieversorger Partner. So ist beispielsweise die Konzerntochter RWE Innogy alleinige Eigentümerin der im Bau befindlichen Plattform Nordsee Ost sowie der zur Zeit entwickelten Innogy Nordsee 1.¹⁰ Gleiches gilt für den ersten im Bau befindlichen Windpark Amrumbank West der E.ON AG.¹¹ Bei Global Tech 1 sind hingegen die Stadtwerke München (24,9%), die HEAG Südthessische Energie AG (24,9%) und der regionale schweizerische Energieversorger Axpo International S.A. (24,1%) beteiligt.

Wieso investieren private Unternehmen in den Offshore-Wind? Im Rahmen einer Umfrage der investierenden Energieversorgungsunternehmen wurde eine Eigenkapital-Renditeerwartung nach Steuern für Offshore-Projekte von durchschnittlich 7,5% genannt. Im Vergleich zu anderen Assetklassen erneuerbarer Energien war diese – gemeinsam mit der Assetklasse Energieeffizienz – die höchste.¹² Eine Investitionszurückhaltung lässt sich den-

10 Laut Meldung vom 7.11.2013 „will der Konzern 75% an seinem ersten deutschen Offshore-Windpark ‚Nordsee 1‘ abgeben.“, <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/sparprogramm-rwe-halbiert-mitarbeiterzahl-bei-erneuerbaren-energien/9037886.html> (7.11.2013).
 11 Vgl. <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1514836/data/87200/4/rwe-innogy/ueber-rwe-innogy/fact-book/dl-factbook-new.pdf>, S. 30; sowie <http://www.ofw-online.de/projekte/amrumbank-west.html> (5.11.2013).
 12 Vgl. Deloitte, Norton Rose: Die deutsche Energiewende – Chancen und Herausforderungen für Investoren, 2013, S. 13.

noch mit Blick auf die Rendite-Risiko-Erwartungen der unterschiedlichen Investoren erklären.

Von den großen meist börsennotierten regionalen Energieversorgern werden am Kapitalmarkt Eigenkapitalrenditen von 10% bis 15% gefordert. Sie müssen die Übernahme unsystematischer Risiken aus Großprojekten rechtfertigen, sind aber gleichzeitig vor dem Hintergrund des Atomausstiegs zur Umschichtung ihres Erzeugungsportfolios verpflichtet. Wollen sie ihre Marktanteile und langfristigen Erträge sichern, entsteht ein Anreiz für Offshore-Wind-Investitionen, diese müssen aber hohe wirtschaftliche Ziele erfüllen. Stadtwerke sehen sich häufig einer moderaten Renditeforderung ihrer öffentlichen Eigenkapitalgeber gegenüber, werden im Gegenzug aber zu öffentlichen Aufgaben, wie hier z.B. zur Beteiligung an der Energiewende, verpflichtet. Für Projektentwickler ist die Bauphase eines Projekts besonders relevant, aber im Offshore-Wind-Bereich noch wenig einschätzbar. Sie arbeiten mit vergleichsweise geringen Renditen, versuchen jedoch über Eigenkapitalbeteiligungen am möglichen Erfolg zu partizipieren und so eine Risikoprämie für Baukostenüberschreitungen zu erlangen. Finanzinvestoren erwarten Renditen von 15% bis 20%, die durch Offshore-Wind-Projekte nur in Ausnahmefällen zu erfüllen sein werden.¹³ Als Private-Equity-Geber sind Blackstone und Ventz Capital Partners bisher die Hauptakteure deutscher Offshore-Projekte. Strategische Investments branchenfremder Investoren, wie 2012 durch Lego Kirkbi im Projekt Borkum Riffgrund I, sind im deutschen Offshore-Markt noch die Ausnahme.¹⁴

Die aktuellen im Bau befindlichen Offshore-Projekte werden zu ca. zwei Dritteln über Fremdkapital finanziert. Hier verbessern bereits staatlich geförderte Mittel aus dem „Offshore-Windenergieprogramm der KfW“¹⁵ die Risikoposition der Eigenkapitalgeber und schaffen Anreize für zukünftige Investitionen.¹⁶ Private Banken stellen den Großteil des Fremdkapitals über Bankenkonsortien. Hauptakteur im deutschen Offshore-Markt ist die zur UniCredit gehörende HypoVereinsbank. Neben dem Ende August 2013 eröffneten BARD Offshore 1, der inzwischen jedoch eine 100%-Beteiligung darstellt, ist sie noch bei drei weiteren Offshore-Windparks in Form von Projektfinanzierungen

13 Diese Renditeerwartung wurde von Blackstone im Rahmen des Meerwind-Projektes genannt, vgl. <http://www.cleantinking.de/blackstone-erwartet-offshore-renditen-von-bis-zu-20-prozent/17248/> (5.11.2013).

14 Vgl. <http://www.genios.de/presse-archiv/artikel/FTD/20120224/lego-eigner-stecken-geld-in-windkra/A51351778.html> vom 24.2.2012 (5.11.2013).

15 Vgl. 10-Punkte-Sofortprogramm, Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatistischeSeiten/Breg/Energiekonzept/Sofortprogramm.html> (31.10.2013).

16 Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien, Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft, 10/2011, S. 80.

engagiert. Um Markt- und Absatzrisiken und damit verbundenen Ertragsausfällen entgegenzuwirken, finanzieren Kreditinstitute die Projekte derzeit meist nur für die Zeitspanne der erhöhten und garantierten EEG-Einspeisevergütung. Anleihen kommen – anders als Projektfinanzierungen – bisher nur vereinzelt zum Einsatz. Als Beispiel können die von Windreich mit einem Gesamtvolumen von 125 Mio. Euro aufgelegten Anleihen genannt werden.¹⁷

Risiken entscheidend für Attraktivität der Investition

Für potenzielle Kapitalgeber ist bei der Projektevaluierung insbesondere wichtig, welche Risiken auftreten können, wer diese zu welchen Kosten tragen wird und ob diese in einem adäquaten Verhältnis zu den erwarteten Renditen stehen. Schon aus Betrachtung von Renditeerwartungen und Zielen möglicher Investoren ist eine Investitionszurückhaltung in Offshore-Wind-Projekte abzulesen. Um im nächsten Schritt die Relevanz unterschiedlicher Risiken differenziert betrachten zu können, wurde auf Basis von abgezinsten Zahlungsströmen ein eigenständiges Investitionsmodell entwickelt. Das Modell bildet die Investition in einen Offshore-Windpark in Deutschland aus Sicht eines regionalen Energieversorgers ab. Ergänzend wurden Marktstudien ausgewertet und die Modellannahmen den Erfahrungswerten aus den ersten in Betrieb befindlichen Offshore-Windparks gegenübergestellt.

Die Modellannahmen im Basisszenario orientieren sich an veröffentlichten Angaben bisheriger Betreiber von Offshore-Windparks, veröffentlichten Studien und von den Autoren geführten Experteninterviews. Der hier angenommene Windpark besteht entsprechend der bisherigen Genehmigungspraxis des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) aus 80 Windkraftanlagen mit Turbinen der 5-mw-Klasse und liegt innerhalb der deutschen Außenwirtschaftszone. Der Auslastungsgrad wird mit insgesamt 46% netto (d.h. unter Berücksichtigung von Wirkungsgrad, technischer Verfügbarkeit und Winddargebot) theoretisch möglicher 8760 Stunden angenommen (vgl. Tabelle 1).

Auf Basis der genannten Auslastung der Windkraftanlagen wurden die Erlöse gemäß der Vergütungssätze aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ermittelt. Dabei wurde das Stauchungsmodell angewendet, das für Windenergie auf See außerhalb der 12-Meilen-Zone einen fixen Vergütungssatz von 19 ct/kWh für die ersten acht Jahre und 15

17 Siehe beispielsweise WKN: A1CRMQ und WKN A1H3V3, die mit je einem jährlichen Kupon von 6,5% ausgestattet waren. Vor dem Hintergrund der beantragten Insolvenz der Windreich AG wird die Bedingungsquote jedoch eher gering sein.

Tabelle 1

Annahmen und Ergebnisse bisheriger Studien und Windkraftanlagen-Projekte

	Windpark	Einheit	eigenes Modell	bisherige Studien			bestehende Windparks		
			Basisszenario	IWI	REH	KPMG	EnBW	EnBW	EWE, EON, Vattenfall
			fiktiver Park	fiktiver Park	fiktiver Park	Durchschnittswerte	Baltic 2	Baltic 1	Alpha Ventus
Technische Daten und Kosten	Windkraftanlagen im Park	Zahl	80	80	80	80	80	21	12
	Gesamtleistung	mw	400	400	400	400	288	48	60
	Netto-Auslastungsgrad	%	46	43	49	49	49	44	42
	Baukosten	Euro/kw	3750	3600	4100	4100	4285	4141	4167
	Rückbau	Euro/mw	-	-	150 000	200 000	-	-	-
	Betrieb und Verwaltung	Euro/kwh	0,035	0,030	0,033	0,033	0,032	0,033	0,033
Erlöse und Finanzierung	Investitionshorizont	Jahre	25	25	25	20			
	Erlösannahmen		EEG mit Stauchung	EEG mit Stauchung	EEG mit Stauchung	EEG (2009)			
	Finanzierung	% Fremdkapital	70	60	60	0			
	Steuern	Durchschnittssteuersatz in %	20	35	21	21			
	Diskontierungsfaktor	%	9	10	o.A.	o.A.			
	Kapitalwert	Mio. Euro	81,9	55,8	o.A.	o.A.			
	Interne Verzinsung	%	12,2	11	10	7			

Quellen: A. Koukal, M. Breitner: Projektfinanzierung und Risikomanagement von Offshore-Windparks in Deutschland, Diskussionsbeiträge des Instituts für Wirtschaftsinformatik, Nr. 53, Hannover 2012; Renewable Energy Hamburg (REH): Hamburger Handbuch Offshore-Windenergie aus der rechtlichen Perspektive, in: Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (Hrsg.), Hamburg 2013, S. 55-77; KPMG: Offshore Wind in Europe, 2010, bestehende Windparks: öffentliche Angaben der Betreiber.

ct/kwh für weitere zwei Jahre der Stromproduktion vorsieht. Danach wird eine Einspeisevergütung von 3,5 ct/kwh für weitere zehn Jahre garantiert.¹⁸ Für letztere wird angenommen, dass der Marktpreis an den Strombörsen im Durchschnitt 1 ct/kwh nominal oberhalb dieser Mindestvergütung liegen wird, weil ein dauerhaftes Absinken des heutigen Marktpreisniveaus nicht zu erwarten ist. Diese Annahmen wurden auch für die letzten fünf Jahre innerhalb des 25-jährigen Investitionshorizonts angewendet. Steuern auf den Gewinn wurden vereinfachend mit 20% für die hier betrachteten Energieversorger und -erzeuger angenommen, die die Möglichkeit haben, Anfangsverluste aus Windkraftinvestitionen mit anderen Konzerngewinnen steuermindernd zu verrechnen. Des Weiteren wird eine Beteiligung von Banken mit 70% an der Finanzierung bei einer Verzinsung von 6% und einer Laufzeit von zehn Jahren entsprechend der zugesicherten erhöhten Mindestvergütung unterstellt. Die erwartete Eigenkapitalrendite der am Kapitalmarkt finanzierten Energieversorger wird mit 15% angenommen, so dass sich über einen gewichte-

ten durchschnittlichen Kapitalkostenansatz ein Diskontierungsfaktor von aufgerundet 9% ergibt.¹⁹

Im Ergebnis kann für den hier modellierten Windpark im Basisszenario ein Kapitalwert von rund 82 Mio. Euro bei einer internen Verzinsung der Investition von 12,2% erreicht werden, was nahelegt, dass Investoren höhere Renditen erwarten können als die 7,5%, die sie bisher in Umfragen angeben.²⁰ Können die Risiken im Offshore-Bereich wirklich eine Investitionszurückhaltung begründen? Eine Analyse der projektspezifischen Risiken soll mögliche Hürden bei der

¹⁸ Siehe Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 4.8.2011, S. 14.

¹⁹ Vgl. zur Berechnung des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes R. A. Brealey, S. C. Myers, F. Allen: Principles of Corporate Finance, 11. Aufl., 2013, Kapitel 19. Zum Vergleich: E.ON beziffert seine Kapitalkosten vor Steuern im Geschäftsbericht 2012, S. 51 mit 7,7%, bei einem Eigenkapitalanteil von 50% und 10,8% geforderter Eigenkapitalrendite. Die Fremdkapital-Verzinsung wird mit 4,5% angenommen. Dagegen liegen die Finanzierungskosten im Private-Equity-Bereich über 15%, was den hier gewählten Ansatz begründet und aus Sicht deutscher Energieversorger sicherlich konservativ ist.

²⁰ Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch J. Maier: Die Rolle institutioneller Investoren, in: J. Böttcher (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie, 2013, S. 524 ff.

Tabelle 2
Risikoarten und Sensitivitäten

Risikoart	Charakter	Definition	Sensitivität
Fertigstellungsrisiko	Endogen	Anlage nicht vertragsmäßig kapazitätsmäßig fertiggestellt	Kapazitätsminderung
		Verspätete Fertigstellung einer Anlage	Verspätete Fertigstellung
		Überschreitung der geplanten Baukosten	Baukostenüberschreitung
Betriebs- und Managementrisiko	Endogen	wiederkehrende Betriebsunterbrechungen	Kapazitätsminderung
		Überschreitung der geplanten Betriebskosten	Betriebskostenüberschreitung
Technologierisiken	Endogen	Anlage wegen technischer Beschränkungen weniger verfügbar als geplant	Kapazitätsminderung
Markt- und Absatzrisiko	Endogen	Abweichende Erträge des Energieabsatzes	Marktpreisverfall, Absatzrückgang
Haftungsrisiken	Endogen	Mögliche Haftung gegenüber der Öffentlichkeit (z.B. Bau oder Betrieb nicht gemäß erteilter Genehmigungen) oder gegenüber Vertragspartnern (z.B. Baufortschritt, sachgemäße Wartung oder Erfüllung von Lieferverpflichtungen)	Außerhalb des Sensitivitätsmodells diskutiert
Ressourcenrisiko	Exogen	Mangelnde Verfügbarkeit der Windkapazitäten (Windstunden und -stärke)	Verminderte Ressourcenverfügbarkeit
Innovationsrisiko	Exogen	Verminderte Produktions- und Absatzmenge entweder angebotsseitig (z.B. unwirtschaftlicher Betrieb im Vergleich zu neueren, effizienteren Anlagen) oder nachfrageseitig aufgrund schwindender öffentlicher Akzeptanz	Technologiebedingter Absatzrückgang
Politische und regulative Risiken	Exogen	Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen durch öffentlichen Druck auf die Politik, Verzögerungen oder mangelnde Klarheit in Genehmigungsverfahren oder bezüglich zukünftiger Regelungen	Außerhalb des Sensitivitätsmodells diskutiert

Quelle: eigene Darstellung.

Investitionsentscheidung aufzeigen. Unterschieden werden in der Literatur projektendogene und -exogene Risiken.²¹

Tabelle 2 zeigt bereits, dass die Risiken breit gestreut und von sehr unterschiedlichem Charakter sind. Betrachtet man aber die Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit von den beschriebenen Risiken, so lassen sich bereits bei 1%igen Sensitivitäten deutliche Auswirkungen erkennen (vgl. Abbildung 3). Auffällig ist dabei auch, wie unterschiedlich sich die verschiedenen Risiken auf die Attraktivität der Investition auswirken.

Um die Relevanz der Risiken für Investitionsentscheidungen zu untersuchen, wurden für die Risiken jeweils Szenarien formuliert und im Modell als Sensitivitäten abgebildet. Ausgehend vom Basisszenario wurde eine Risikoabschätzung auf der Basis jeweils *ceteris paribus* adjustierter Modellannahmen und den daraus resultierenden Veränderungen des Kapitalwerts sowie der internen Verzinsung vorgenommen. Im Ergebnis dieser Szenario-Analyse zeigt sich, dass die Risiken teilweise erhebliche Auswirkungen auf die Rentabilität der Investition haben. Eine Investitionszurückhaltung der Energieversorger und -erzeuger lässt sich anhand dieser Betrachtung gut nachvollziehen.

Für die verspätete Inbetriebnahme eines Windparkprojekts wird von einer Verzögerung von sechs Monaten ausgegan-

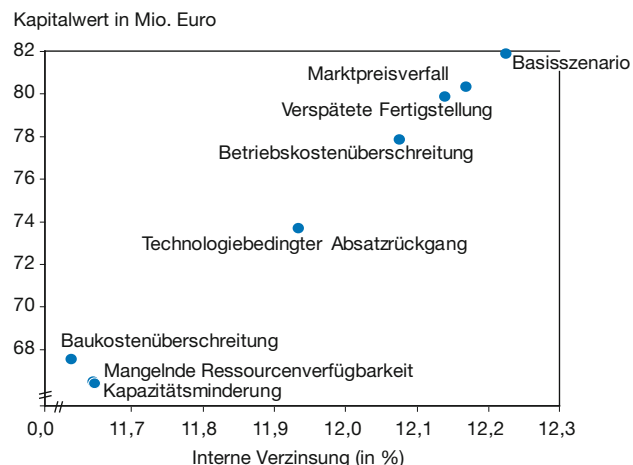
gen, weil z.B. eine Fertigstellung und Anbindung vor dem Wintereinbruch nicht mehr möglich war oder Baustandards unerwartet durch Genehmigungsverfahren erst mit dem BSH abgeklärt werden müssen.²² Das Fertigstellungsrisiko kommt im Offshore-Bereich häufiger als bei Onshore-Projekten zum Tragen. Nicht nur Anlagenteile, sondern auch entsprechende Schiffskapazitäten und Spezialisten müssen termingerecht gebucht werden und die Verspätung in einem Bauabschnitt – technisch oder auch witterungsbedingt – löst leicht weitere Verzögerungen oder eine Umplanung des Gesamtprojekts aus. Eine Verzögerung von sechs Monaten und der damit einhergehende Wegfall der operativen Marge für diesen Zeitraum hat allerdings von allen hier betrachteten Szenarien die geringste Auswirkung auf die Gesamrentabilität eines Projekts.

Wenn sich die Fertigstellung verspätet, weil es beim Netzanschluss zu Verzögerungen kommt, ist auf Basis dieser Sensitivitätsanalyse die Schlussfolgerung möglich, dass hier nur ein vergleichsweise kleiner Risikoaspekt für die Investoren öffentlich diskutiert und politisch adressiert wird (vgl. Tabelle 3). Selbst wenn der verzögerte Netzanschluss einen verspäteten Projektstart mit vollständigem Wegfall der operativen Marge für einen Zeitraum von zwölf Monaten zur Folge hätte, so würde sich die interne Verzinsung im Modell auf 6,2% reduzieren (8,4% bei sechsmonatiger Verzögerung) und damit immer noch

21 Etwa J. Böttcher: Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben, 2009, S. 51 f.

22 Vgl. VDI Nachrichten vom 17.8.2012, <http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Windenergie/Bau-Offshore-Windparks-verzoegert> (5.11.2013).

Abbildung 3
1%-Sensitivität von Kapitalwert und interner Verzinsung im Investitionsmodell



Quelle: eigene Darstellung.

nicht zu den drei größten Risiken zählen, die Investoren bei ihrer Projektentscheidung zu berücksichtigen haben.

Der Absatz kann technologiebedingt zurückgehen (Innovationsrisiko), weil die Windkrafttechnologie mit hoher Geschwindigkeit voranschreitet.²³ Sollte es zu einer technologiebedingten Unterauslastung kommen, hat bereits ein Rückgang um 20% in der Produktion und damit im Stromabsatz eine erhebliche Auswirkung auf die Projektrentabilität, die interne Projektverzinsung bleibt in einem solchen Szenario bei knapp 4% gering positiv.²⁴

Das Marktpreisverfall-Szenario bildet die Situation ab, in der ab dem elften Betriebsjahr nur die abgesenkte Einspeisevergütung für den produzierten Strom zu Erlösen ist, da der gültige Marktpreis darunter liegt.²⁵ Dieses Szenario erscheint auf den ersten Blick wenig wahrscheinlich, soll doch mit der Energiewende die Stromproduktion auf Basis CO₂-intensiver fossiler Energieträger und Kernkraft reduziert und damit das Angebot verknappt werden. Auch wenn die Wahrscheinlichkeit dieses Szenarios schwer einzuschätzen ist, ergibt die Modellrechnung, dass sich das Markt- und Absatzrisiko deutlich weniger materiell auswirkt als andere Risiken.

Besonders spürbare Auswirkungen hingegen hat eine mangelnde Ressourcenverfügbarkeit, d.h. ein unzureichendes Windangebot. Am Beispiel der Forschungsplattform Fino

23 Vgl. Bundesverband Windenergie: Von A bis Z – Fakten zur Windenergie, 2012, S. 10.
 24 Vgl. Deloitte, Norton Rose, a.a.O., S. 16; dem Technologierisiko wird von der Hälfte der Teilnehmer nur eine geringe Bedeutung zugewiesen.
 25 Im Basisszenario wird ein Aufschlag von 1 ct auf die Mindestvergütung 3,5 ct plus Inflation angenommen, der in diesem Szenario entfällt.

Tabelle 3
Risikoschätzung für unterschiedliche Szenarien

Sensitivität ceteris paribus	Interne Verzinsung in %	Kapitalwert in Euro	Szenario
Basisszenario	12,2	81 878 408	
Verspätete Fertigstellung	8,4	-20 214 008	6 Monate Verzögerung
Technologiebedingter Absatzrückgang	3,9	-82 444 792	80% Absatz ab Jahr 6
Marktpreisverfall	10,8	47 279 534	Marktpreis <3,5ct Mindestvergütung ab Jahr 11
Mangelnde Ressourcenverfügbarkeit	-7,6	-226 652 154	Netto Auslastungsgrad 20% geringer
Baukostenüberschreitung	1,4	-349 543 610	30% Überschreitung
Betriebskostenüberschreitung	6,7	-39 328 961	30% Überschreitung
Kapazitätsminderung	5,9	-72 386 873	10% geringere Verfügbarkeit/Nutzung

Quelle: eigene Berechnungen.

1, die 45 km nördlich von Borkum in einer Wassertiefe von ca. 30 Metern erbaut wurde, kann die Volatilität des Windangebots gut veranschaulicht werden. Hier schwankt die Windgeschwindigkeit fast täglich zwischen 0 m/s und 30 m/s.²⁶ In direkter Nähe befindet sich der erste Test-Offshore-Windpark Alpha-Ventus der drei großen deutschen Energieversorger.

Für den Fall, dass der Netto-Auslastungsgrad des modellierten Windparks um 20% geringer ausfällt, wird nicht nur der Kapitalwert, sondern auch die Rendite negativ. Der Auslastungsgrad der Anlagen in einem Windpark ist stark vom Planungsgebiet oder auch der technischen Ausstattung wie z.B. dem Rotordurchmesser oder der Generatorengröße abhängig und damit sehr projektspezifisch. Auf Nachfrage bei den Investoren haben sich in den letzten Jahren die Qualität der Windgutachten und damit auch die individuelle Auslegung der Turbinen deutlich verbessert.²⁷ Die ersten Erfahrungen mit den Windparks in Ost- und Nordsee haben keine „Flauteszenarien“ erkennen lassen – im Gegenteil.²⁸

Auf der Kostenseite kann eine Baukostenüberschreitung ein Windpark-Projekt leicht an den Rand der Vorteilhaftig-

26 Daten aus Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Fino-Datenbank. <http://www.fino1.de/standort/standort#wellen-und-stroemungsverhaeltnisse>. (18.12.2013)
 27 Siehe auch H.-T. Mengelkamp: Sind Windgutachten zuverlässiger geworden?, in: FGW-Mitteilungen, Ausgabe 1/2007, S. 3.
 28 Alpha Ventus hat in den Betriebsjahren 2011 und 2012 mit jeweils über 4400 Volllaststunden die Erwartungen übertroffen, vgl. <http://alpha-ventus.de/index.php?id=137> (5.11.2013).

keit drängen. Windkraftanlagen werden über 40 km von der Küstenlinie entfernt in 40 m tiefem Gewässer unter großen Unwägbarkeiten errichtet. Beim Bau von BARD Offshore 1 wurde beispielsweise das geplante Investitionsvolumen von unter 2 Mrd. um gut 1 Mrd. überzogen.²⁹ Vor diesem Hintergrund erscheint die Betrachtung einer 30%-Sensitivität als ein nicht unrealistisches Szenario. Die Unsicherheit über die tatsächlichen Baukosten kann neben der Frage der Ressourcenverfügbarkeit als zweitwichtigstes Risiko für Investoren bezeichnet werden.

Weniger sensitiv wirkt sich eine laufende Betriebskostenüberschreitung auf die Attraktivität der Investition aus, wobei sie die interne Verzinsung im Modell auf rund 6,7% immerhin noch beinahe halbiert, wenn – wie hier angenommen – die Betriebskosten 30% höher als geplant ausfallen. Ähnlich wie bei den Baukosten liegen große Unwägbarkeiten insbesondere im notwendigen Unterhalt z.B. durch Materialermüdung.

Eine Kapazitätsminderung kann dann eintreten, wenn die Anlagen im Windpark aufgrund von Gegebenheiten, die erst beim Bau der Anlagen festgestellt werden, oder aufgrund von kürzeren Wartungsintervallen bzw. vermehrten Betriebsunterbrechungen als ursprünglich geplant, nicht im geplanten Umfang einsatzbereit sind. Eine 10%ige Minderung der Anlagenkapazität halbiert bereits ihre Wirtschaftlichkeit. Diese starke Sensitivität untermauert die 30%-Annahmen bei den Kostensensitivitäten: Die Anlagenbetreiber werden in den meisten Fällen versuchen die Kapazität zu maximieren, auch wenn dies erhöhte Bau- oder Betriebskosten nach sich zieht.

Die spezifischen Projektgegebenheiten (z.B. der Auslastungsgrad aufgrund von Winddargebot und Turbinenausstattung) können im Einzelfall zu anderen Ergebnissen führen, ebenso bestehen Abhängigkeiten zwischen den vorgestellten Risikoarten. Weitergehende Forschung, die Erfahrungen aus in Betrieb genommenen Parks einbezieht und auch auf die Wechselwirkungen der hier ceteris paribus betrachteten Risiken eingeht, ist sicherlich wünschenswert.

Schlussfolgerungen für die Energiewende

Die Energiewende in Deutschland verläuft schleppender als gewünscht. Ein Kernpunkt der Vorhaben der Großen Koalition ist, die Energiewende schneller und gleichzeitig günstiger zu realisieren.³⁰ Neben einer Vielzahl von energiewirtschaftli-

chen und -politischen Herausforderungen sind die investitionsspezifischen Risiken ein wesentliches Investitionshemmnis, dem durch adäquate passgenaue Maßnahmen zur Risikomitigation für Investoren begegnet werden kann.

Bei den hier genauer betrachteten Investitionen im Offshore-Windbereich ergeben sich auf Basis bisheriger Studien und eines eigenen Investitionsmodells Renditen von 7% bis 12% für die Anteilseigner. Diese sind für deutsche Energieversorger und -erzeuger sowie für Stadtwerke in Beteiligungsmodellen zunächst attraktiv. Für Projektentwickler und insbesondere für Private-Equity-Gesellschaften liegen die Renditen aus Offshore-Wind-Investitionen an der Untergrenze oder außerhalb der für vergleichbare Risikoklassen erzielbaren Alternativrenditen. Für Fremdkapitalgeber ermöglicht das Basisszenario des Investitionsmodells mit 6% im derzeitigen Leitzinsumfeld angemessene Risikoprämien.

Auch wenn das EEG in Deutschland über garantierte Einspeisevergütungen die erzielbaren Strompreise schützt, kann gezeigt werden, dass die Risiken im Rahmen der Finanzierung tatsächlich ein erhebliches Investitionshemmnis darstellen. Für fast alle Risiken, die mit Blick auf Offshore-Wind-Investitionen spezifisch definiert wurden, ergaben sich in einer Szenariorechnung negative Kapitalwerte. Die öffentliche Behauptung von Investoren aus Energiewirtschaft, Banken und Beteiligungsunternehmen, dass vor allem die Risiken zurückhaltende Investitionsbereitschaft begründen, konnte somit nachvollzogen werden. Je nach Schätzung der Eintrittswahrscheinlichkeiten der verschiedenen Risiken sowie den verfügbaren Mitteln zur Risikomitigation haben die Risiken für Investoren jedoch unterschiedliche Relevanz. Viel relevanter als der öffentlich diskutierte und gesetzlich mittlerweile geregelte zeitige Netzanschluss oder die zu erwartenden Betriebskosten sind die tatsächliche Windverfügbarkeit und die Baukosten.

Aus den Ergebnissen des Investitionsmodells sowie aus den Betrachtungen der Investorengruppen im Offshore-Wind-Bereich ergeben sich Anregungen für die weitere Umsetzung der energiepolitischen Ziele der Großen Koalition:

- Höhe und Dauer der derzeitigen Einspeisevergütungen können für Investoren attraktive Renditen bieten, der Koalitionsvertrag verlängert im Bereich Offshore das Stauchungsmodell entsprechend und spricht für Onshore-Windkraft bereits von Überförderung und Absenkung der Fördersätze. Die große Abhängigkeit der Investitionen vom Winddargebot ist ebenfalls erkannt, mündet allerdings bisher allein in Plänen für eine regional nach Windstärke differenzierte Onshore-Förderung.

²⁹ Vgl. <http://www.faz.net/aktuell/politik/energiepolitik/der-bau-von-bard-offshore-1-ein-meereskraftwerk-feiert-bergfest-12107453.html> (5.11.2013).

³⁰ Vgl. http://www.welt.de/newsticker/dpa_nt/infoline_nt/brennpunkte_nt/article121715692/Union-und-SPD-wollen-Energiewende-Paket-schnueren.html (10.11.2013).

- Die für die Erzielung der angestrebten Energieziele bedeutendere Offshore-Wind-Förderung sollte jedoch auf den Risikocharakter des tatsächlichen Winddargebots eingehen und helfen, die Einschätzbarkeit über eine verbesserte Qualität der Windgutachten zu unterstützen oder das Flauterisiko beispielsweise über Kompensationszahlungen unterhalb eines Minimaldargebots für Investoren absichern. Diese sowie andere Maßnahmen zur Reduzierung der Volatilität zukünftiger Erträge könnte die Attraktivität von Investitionen bei bestehenden (oder geringeren) Einspeisevergütungen erhöhen.
- Auch sollten die unterschiedlichen Investorengruppen differenziert betrachtet werden. Selbst wenn die Renditeforderungen von Finanzinvestoren bei derzeitigen Einspeisevergütungen kaum erfüllt werden, so könnten sie als Finanzierungspartner in Modellen, die hohe und niedrigere Rendite-Risiko-Kombinationen für unterschiedliche Beteiligte zulassen, gewonnen werden. Hierzu wurden bereits Lösungen am „runden Tisch“ vorgeschlagen.³¹ Vielversprechend ist ebenso eine stärkere Öffnung des Offshore-Windmarktes für Versicherungsunternehmen und Kapitalanlagegesellschaften, in deren Portfolien Offshore-Wind derzeit weniger als 1% der Investitionssumme ausmacht. Aufgrund der geringen Korrelationen zu bisherigen Assetklassen wäre diese Risikodiversifikation für alle Marktteilnehmer wünschenswert. Nach aktuellem Stand werden solche Investitionen unter Solvency II in der Kategorie „sonstige Aktienrisiken“ erfasst und sind damit wenig attraktiv. Um die Investitionsbereitschaft zu erhöhen, sollte die EU-Kommission nachbessern.
- Weiterhin können Instrumente zur präziseren Bonitätseinstufung die Risikobeurteilung und damit die Refinanzierungsmöglichkeiten für Investoren verbessern. Die European Investment Bank testet derzeit ein nachrangiges Finanzierungsinstrument, das es erlaubt, Anleihen aus Offshore-Wind-Projekten mit einem Rating zwischen A und AA einzustufen und damit für einen breiteren Kreis institutioneller Investoren – wie bei-

spielsweise Versicherungsgesellschaften oder Pensionsfonds – interessant zu gestalten.³²

- Finanzinnovationen können helfen, das Rendite-Risiko-Verhältnis für bestehende Investorengruppen zu verbessern und neue Investorengruppen anzuziehen. So kann eine öffentliche Beteiligung oder Zertifizierung das Peer-to-Peer-Lending stützen, das bereits häufig bei kleineren Onshore-Projekten zum Einsatz kommt. Green Bonds können mit öffentlicher Beteiligung gegeben werden und verbinden das Renditeziel einer Investition mit Zielen über Nachhaltigkeit oder Treibhausgasreduktion und ziehen so gezielt Kapital an. Index-Linked-Carbon-Bonds binden ihre Verzinsung an die Verfolgung staatlicher Nachhaltigkeits- oder Klimaziele und bieten eine Ausgleichsregelung beispielsweise im Falle geänderter Regulierung. Ähnliche Anleihen könnten unter staatlicher Beteiligung eine Indexierung an relevante Risikofaktoren wie das Winddargebot bieten. Zur Absicherung des Strompreises oder des Wetterrisikos bestehen bereits geeignete derivative Lösungen. Der Markt für diese Finanzinnovationen ist allerdings noch vergleichsweise klein und seine Entwicklung kann auch mit öffentlicher Rahmensetzung unterstützt werden.³³

Der Blick auf die konkreten Risiken bei der Finanzierung von Investitionsprojekten im Bereich Offshore-Wind zeigt, dass es einigen Anlass und breit gestreute Möglichkeiten gibt, Förderung entsprechend der Risiken und der Investorengruppen differenzierter zu gestalten. Es ließe sich so die Investitionsbereitschaft anregen und gleichzeitig ein Beitrag zur Begrenzung der Umlagenbelastung im EEG erzielen.

31 Vgl. C. Kemfert, D. Schäfer: Finanzierung der Energiewende in Zeiten großer Finanzmarktinstabilität, in: DIW Wochenbericht, Nr. 31, 2012, S. 3-14.

32 „Die Bonitätsverbesserung erfolgt dadurch, dass die von einer Projektgesellschaft aufgenommenen Fremdmittel in vorrangige und nachrangige Tranchen untergliedert werden. Durch die Bereitstellung der nachrangigen Tranche wird die Bonität der vorrangigen Tranche auf ein Niveau angehoben, bei dem die meisten institutionellen Anleger bereit sind, die Anleihe über einen langen Zeitraum zu halten.“, <http://www.eib.org/products/project-bonds/index.htm> (5.11.2013).

33 M. Kerste, N. Rosenboom, B. J. Sikken, J. Weda: Financing Sustainability. Insights for Investors, Corporate Executives, and Policy Makers, Amsterdam 2011, S. 19 ff.

Title: Risk Assessment in Offshore Wind Investments

Abstract: The German “Energiewende” is progressing more slowly than intended. Despite of high feed-in tariffs, private investors remain cautious due to the risk profiles, especially in offshore wind. Sensitivities of DCF-based investment models confirm material risk impact, especially from lower wind availability and construction cost overruns. Political focus on the timely grid connection of regional feed-in tariff differentiation may not address investor needs, with the result that this will remain costly. The forthcoming updates to the renewable energy law should seek to mitigate wind availability risk; ease contributions from insurance companies, pension funds and private equity; and support financial innovation.

JEL Classification: D78, G31, G32