



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorarbeit

Stefan Schumacher

Risikomanagement von Investitionen einer Kapital-
verwaltungsgesellschaft in Windparks – Entwicklung
einer Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen
nach Solvency II

Stefan Schumacher

Risikomanagement von Investitionen einer Kapital-
verwaltungsgesellschaft in Windparks – Entwicklung
einer Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen
nach Solvency II

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Wirtschaftsinformatik
am Department Informatik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer : Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho
Zweitgutachter : Prof. Dr. Klaus-Peter Schoeneberg

Abgegeben am 19.08.2016

Stefan Schumacher

Thema der Bachelorarbeit

Risikomanagement von Investitionen einer Kapitalverwaltungsgesellschaft in Windparks – Entwicklung einer Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen nach Solvency II

Stichworte

Windenergie, Windpark, Risikomanagement, Due Diligence, Projektfinanzierung, Investition, Kapitalverwaltungsgesellschaft, Solvency II

Kurzzusammenfassung

Diese Bachelorarbeit befasst sich mit dem Risikomanagement einer Kapitalverwaltungsgesellschaft bei Investitionen in Windparks. Dabei werden Risiken der Windpark-Finanzierung aufgezeigt und Empfehlungen für die Due Diligence entwickelt. Durch Experteninterviews werden zusätzliche Erkenntnisse über den Due-Diligence-Prozess gewonnen. Abschließend wird auf Basis der Erkenntnisse eine Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen nach der Solvency-II-Richtlinie entwickelt.

Stefan Schumacher

Title of the paper

Risk management of wind farm investments of a capital management company – Development of a best practice checklist for internal controls by Solvency II

Keywords

Wind energy, wind farm, risk management, due diligence, project finance, investment, capital management company, Solvency II

Abstract

This paper is about the risk management of wind farm investments of a capital management company. The risks of wind farm financing are identified and recommendations for the due diligence are developed. In addition, further knowledge about the due diligence process is gained by expert interviews. In conclusion a best practice checklist for internal controls considering the Solvency II regulations is developed.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	6
Abkürzungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	8
1 Einleitung	9
1.1 Problemstellung	9
1.2 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit	10
2 Theoretische Grundlagen.....	12
2.1 Risikomanagement in Kapitalverwaltungsgesellschaften.....	12
2.1.1 Due Diligence bei Kapitalverwaltungsgesellschaften	12
2.1.2 Interne Kontrollsysteme	14
2.1.3 Interne Kontrollen nach Solvency-II-Richtlinien	15
2.2 Windenergie in Deutschland.....	17
2.2.1 Nutzung der Windenergie	17
2.2.2 Eigenschaften von Windkraftanlagen.....	19
2.2.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).....	21
3 Risikomanagement bei Investitionen in Windparks	24
3.1 Standortfaktoren.....	24
3.1.1 Beurteilung der Windverhältnisse	24
3.1.2 Prüfung der Umweltbeeinträchtigungen.....	29
3.1.3 Prüfung der Besitzverhältnisse	31
3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	33

3.2.1	Baurechtliche Bedingungen	33
3.2.2	Genehmigungsverfahren nach BImSchG	34
3.2.3	Beurteilung bestehender Verträge	36
3.3	Technische Ausführung des Windparks	39
3.3.1	Beurteilung des Windpark-Layouts	39
3.3.2	Technische Ausführung der Windkraftanlagen	41
3.4	Netzanschlussbedingungen	44
3.4.1	Analyse der Netzanschlussbedingungen	44
3.4.2	Rahmenbedingungen der Einspeisung	46
3.5	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	49
3.5.1	Projektfinanzierung.....	49
3.5.2	Analyse der Cashflows	52
3.5.3	Nachhaltigkeitsanalyse	55
4	Auswertung der Experten-interviews	57
4.1	Methodik der Interviews.....	57
4.2	Zusammenfassung der Experten-Einschätzungen	58
4.2.1	Einschätzungen zu Due Diligence und Risikomanagement	58
4.2.2	Einschätzungen zu Wirtschaftlichkeitsfaktoren	60
4.2.3	Einschätzungen zu den politischen Rahmenbedingungen	60
4.3	Schlussfolgerungen	62
5	Entwicklung einer Best-Practice-Checkliste	63
5.1	Ergebnisaufbereitung/ Methodik.....	63
5.2	Best-Practice-Checkliste.....	64
5.3	Handlungsempfehlungen.....	71
6	Schlussbetrachtung	72
6.1	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	72
6.2	Fazit und Ausblick.....	73
	Literaturverzeichnis	74
	Anhang.....	79

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Due Diligence bei Windpark-Investitionen.....	12
Abbildung 2.2: Regelungsbereiche eines internen Kontrollsystems.....	14
Abbildung 2.3: Installierte Leistung in MW (Zubau und kumuliert) seit 2000.....	17
Abbildung 2.4: Leistungskennlinie einer Windkraftanlage.....	19
Abbildung 2.5: Vergleich von EEG-Vergütung und Direktvermarktung.....	22
Abbildung 3.1: Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeiten am Beispiel List (Sylt)	25
Abbildung 3.2: Fauna-Flora-Habitat-Gebiete in Schleswig-Holstein.....	29
Abbildung 3.3: Darstellung einer Windpark-Konfiguration.....	39
Abbildung 3.4: Symmetrisches und optimiertes Parklayout.....	40
Abbildung 3.5: DIBt-Windzonen in Deutschland.....	42
Abbildung 3.6: Referenzertrag von Anlagentypen in Abhängigkeit vom Windprofil.....	43
Abbildung 3.7: Anzahl der Stunden mit negativem Strompreis bis 2040.....	48
Abbildung 3.8: Beteiligte einer Windparkfinanzierung.....	49

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
BWE	Bundesverband Windenergie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FGW	Fördergesellschaft Windenergie
IEC	International Electrotechnical Commission
KVG	Kapitalverwaltungsgesellschaft
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
Rev.	Revision
TR	Technische Richtlinie
WKA	Windkraftanlage

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Risikomatrix für Windenergieprojekte.....	13
Tabelle 3.1: Grenzwerte für Schallimmissionen.....	35
Tabelle 3.2: Ein- und Auszahlungen im Cashflow eines Windpark-Projektes.....	52
Tabelle 3.3: Sicherheitsabschläge nach p75-/ p90-Wert.....	54
Tabelle 4.1: Expertenaussagen zu Problemen in der Windpark-Planung.....	59
Tabelle 4.2: Expertenaussagen zum EEG 2017.....	61

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Die Windenergie wird in den kommenden Jahrzehnten eine zunehmend wichtigere Rolle in der Energieversorgung einnehmen. Die gesetzlichen Ausbauterminplanungen für Windenergie garantieren jährliche Zuwächse der Gesamteinspeisung aus Windkraftanlagen. Insofern stellen Windpark-Investitionen eine interessante und zukunftsfähige Anlageform dar. Doch das Rechts- und Regulierungsumfeld ist auch risikobehaftet. Darüber hinaus trägt die Volatilität des Windaufkommens zu Unsicherheiten in der Ertragskalkulation bei. Die fluktuierende Einspeisung des Stroms aus Windenergie führt zu Netzüberlastungen und kann die Genehmigungsfähigkeit gefährden. Ein umfassendes Risikomanagement ist für Eigen- und Fremdkapitalgeber daher unerlässlich.

Für eine Kapitalverwaltungsgesellschaft ist die Investition in einem Windpark eine nicht alltägliche Anlageentscheidung. Die spezifischen Bedingungen der Windenergie-Finanzierung sind daher einer Risikoprüfung zu unterziehen. Im Rahmen von Investitionsentscheidungen führen Investoren wie Kapitalverwaltungsgesellschaften i.d.R. eine Due Diligence mit umfassender Risikoprüfung durch. Spezifisch für Windenergie-Investments ist, dass während der Betriebsphase kaum noch Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit genommen werden kann. Insofern ist das Projekt vor einer möglichen Beteiligung einer Prüfung zu unterziehen. Durch interne Kontrollen wird das Ergebnis der Due Diligence überprüft und verifiziert.

Für Unternehmen der Versicherungsbranche ist die Einhaltung hoher Standards bei Risikomanagement und internen Kontrollen von besonderer Relevanz. Versicherungen unterliegen in der Europäischen Union seit 01.01.2016 durch die Solvency-II-Richtlinien verschärften

Eigenkapitalanforderungen sowie Anforderungen an das Risikomanagement und interne Kontrollen. In diesem Sinne ist das Thema in der Branche von hoher Aktualität und Bedeutung.

Diese Arbeit beschränkt sich hierbei auf Eigenkapital-Investitionen von Kapitalverwaltungsgesellschaften in Onshore-Windparks in Deutschland. Die Rechts- und Regulierungsbedingungen sind in jedem Land individuell. Insofern ist die Situation in anderen Ländern im Umfang dieser Arbeit nicht darstellbar. Offshore-Windparks werden ebenfalls nicht betrachtet, da in vielerlei Hinsicht u.a. bei der technischen Ausführung der Anlagen andere Anforderungen an das Risikomanagement gestellt werden. Weiterhin wird das Repowering bestehender Anlagen nicht betrachtet, da auch hier andere Grundlagen für Risikomanagement und Finanzierung bestehen.

1.2 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird das Risikomanagement einer Kapitalverwaltungsgesellschaft bei Investitionen in Windparks analysiert. Dabei gilt es, endogene und exogene Risiken zu identifizieren und zu bewerten. In diesem Kontext wird die aktuelle Fachliteratur analysiert. Auf Basis der Analyse werden Empfehlungen für das Risikomanagement in der Due Diligence entwickelt. Weiterhin werden aufgrund der Aktualität des Themas Experteninterviews durchgeführt. Diese sollen ein Einblick in die verschiedenen Ansätze und Schwerpunkte des Risikomanagements in der Praxis gewährleisten. Insbesondere im Hinblick der regelmäßigen Novellierung der gesetzlichen Grundlagen sollen die Interviews einen Blick auf die spezifischen Risiken der aktuellen Regulierungsbedingungen ermöglichen.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen auf Basis der Erkenntnisse durch Analyse der Fachliteratur sowie der Experteninterviews. Die Checkliste soll derart konzipiert sein, dass alle wesentlichen Elemente der Risikoprüfung enthalten sind und die Einhaltung der Anforderungen gem. Solvency-II-Richtlinie für Versicherungen sichergestellt werden kann.

Der Aufbau der Arbeit gliedert sich in theoretische Grundlagen, die Analyse des Risikomanagements bei Windpark-Investitionen von Kapitalverwaltungsgesellschaften, die Analyse der Experteninterviews und schließlich die Entwicklung der Best-Practice-Checkliste sowie eine Schlussbetrachtung.

In Kapitel 2 werden die theoretischen Grundlagen dargelegt. In diesem Rahmen wird auf die Themen Due Diligence und interne Kontrollen eingegangen sowie eine terminologische Einordnung vorgenommen. Weiterhin wird in die Thematik Solvency II eingeführt. Anschließend werden die Grundzüge der Windenergienutzung in Deutschland dargestellt, relevante Eigenschaften von Windkraftanlagen aufgezeigt sowie wesentliche Eckpunkte des Erneuerbare-Energien-Gesetz beschrieben.

Im Folgenden wird in Kapitel 3 der Arbeit das Risikomanagement bei Investitionen in Windparks analysiert. Den Einstieg bildet die Analyse der Windgutachten, da der Windertrag maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit ist. Im Folgenden werden rechtliche, technische und schließlich wirtschaftliche Rahmenbedingungen betrachtet. In der rechtlichen Beurteilung liegt der Fokus auf der Genehmigungsfähigkeit sowie der Gestaltung von Projektverträgen. Die technische Analyse umfasst die Beurteilung des Windpark-Layouts, der Anlagentechnik sowie der Netzanschlussbedingungen. Den Schwerpunkt der wirtschaftlichen Betrachtung bilden schließlich die Risikoallokation in der Projektfinanzierung sowie das Cashflow-Modell zur Analyse quantitativer Risikofaktoren.

Im Anschluss erfolgt in Kapitel 4 die Auswertung der Experteninterviews. In diesem Rahmen wird die methodische Vorgehensweise erläutert und eine Zusammenfassung der Expertenmeinungen dargestellt. Kapitel 5 stellt schließlich die Entwicklung der Best-Practice-Checkliste dar. Im Anschluss werden konkrete Handlungsempfehlungen für die Anwendung der Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen abgegeben. Abschließend werden die Erkenntnisse zusammengefasst und ein Fazit gezogen.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Risikomanagement in Kapitalverwaltungsgesellschaften

2.1.1 Due Diligence bei Kapitalverwaltungsgesellschaften

Der Begriff Due Diligence beschreibt eine mit gebotener Sorgfalt durchgeführte Risikoprüfung, die im Rahmen von Unternehmensakquisitionen bzw. Investitionsentscheidungen durchgeführt wird. Ziel der Due-Diligence-Prüfung ist die Beseitigung der Informationsasymmetrie zwischen Käufer und Verkäufer, indem Stärken und Schwächen hervorgehoben und potenzielle Chancen und Risiken analysiert werden. Die Due Diligence leistet einen wesentlichen Beitrag zur Unternehmensbewertung und Preisbildung (Pomp, 2015, S. 8 ff.).

Im Kontext dieser Arbeit wird die Due Diligence vom Portfolio-Management der Kapitalverwaltungsgesellschaften durchgeführt. Das Portfolio-Management ist als Vehikel für kollektive Kapitalanlagen anzusehen.

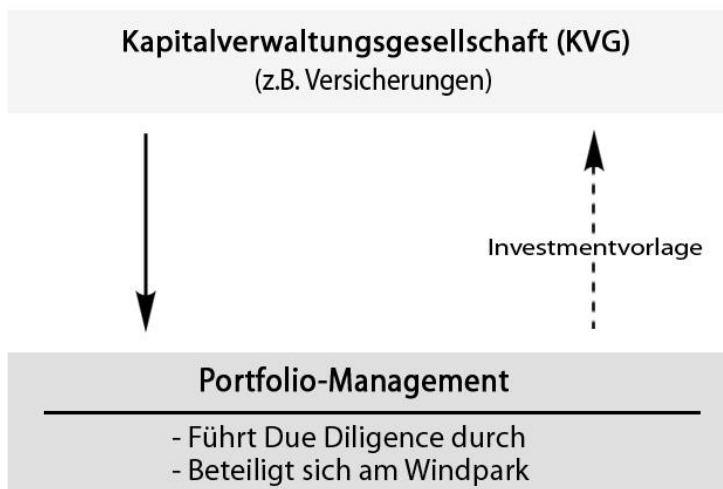


Abbildung 2.1: Due Diligence bei Windpark-Investitionen
Quelle: Eigene Darstellung

Wie aus Abbildung 2.1 hervorgeht, beteiligt sich das Portfolio-Management demzufolge an der Windpark-Finanzierung. Windparks stellen hierbei – wie einleitend dargestellt – eine nicht alltägliche Anlageentscheidung dar. Insofern ist eine Due Diligence mit umfassender Risikobewertung unverzichtbar.

Im Fokus der Due Diligence steht die Analyse und Plausibilisierung des Business-Plans. Dabei sind verschiedene Themengebiete zu betrachten. Von großer Bedeutung sind i.d.R. die Financial Due Diligence, Tax Due Diligence und Legal Due Diligence (Pomp, 2015, S. 9). Darüber hinaus wird bei Windpark-Investitionen häufig auch eine Technical Due Diligence durchgeführt. Im Regelfall wird sowohl vom Investor (Buy Side Due Diligence) als auch die finanzierende Bank eine Due Diligence durchführen bzw. externe Fachberater oder Rechtsanwälte für die jeweiligen Themenbereiche beauftragen (Böttcher et al., 2012, S. 47).

Im Rahmen der Due Diligence gilt es, Risiken eines Windpark-Projektes zu identifizieren. Die Risiken sind zu bewerten, ggf. zu quantifizieren und Maßnahmen sind abzuleiten. Tabelle 2.1 stellt in einer Risikomatrix die Risikoarten der Windpark-Finanzierung dar:

	Errichtungsphase	Betriebsphase
Endogene Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Fertigstellungsrisiko • Technisches Risiko • Genehmigungsrisiko 	<ul style="list-style-type: none"> • Funktionsrisiko • Managementrisiko • Absatzrisiko • Betriebsrisiko
Exogene Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Gewalt • Politische Widerstände (z.B. durch Anwohner) • Zulieferrisiko 	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Gewalt • Ressourcenrisiko (Verfügbarkeit der Winderträge) • Vertragsrisiko • Zinsänderungsrisiko • Inflationsrisiko • Änderung des Rechts- und Regulierungsumfeld

Tabelle 2.1: Risikomatrix für Windenergieprojekte

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Böttcher et al., 2012, S. 20) & (Boewe et al., 2013, S. 153)

2.1.2 Interne Kontrollsysteme

Interne Kontrollsysteme (IKS) dienen der Sicherstellung von „Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Geschäftstätigkeit“, der „Ordnungsmäßigkeit und Verlässlichkeit der [...] Rechnungslegung“ sowie der Einhaltung maßgeblicher rechtlicher Vorschriften (Compliance) (Bungartz, 2011, S. 21). Dabei werden alle relevanten Geschäftsprozesse betrachtet.

Interne Kontrollsysteme gliedern sich in die in Abb. 2.2 dargestellten Regelungsbereiche:

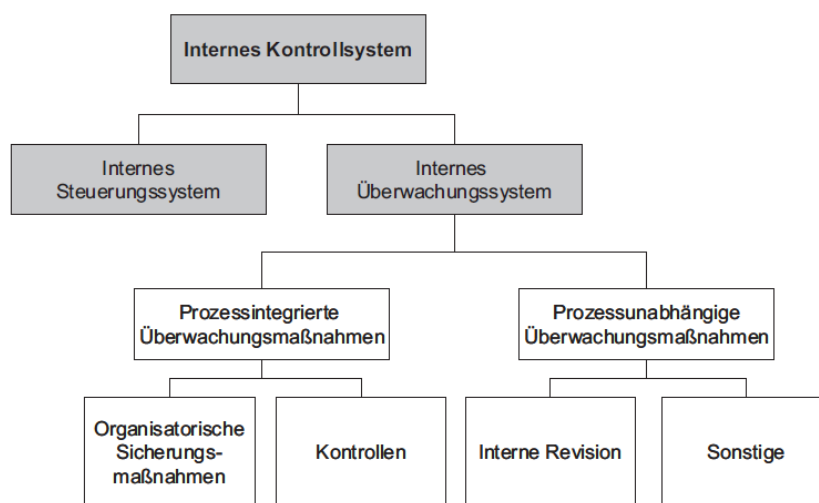


Abbildung 2.2: Regelungsbereiche eines internen Kontrollsystems

Quelle: (Bungartz, 2011, S. 22)

Im Rahmen dieser Arbeit wird das interne Überwachungssystem und im Speziellen die prozessintegrierte Überwachung im Form von Kontrollen betrachtet. Interne Kontrollen sollen im Allgemeinen die Wahrscheinlichkeit von Fehlern verringern bzw. Fehler in Prozessen wie z.B. der Due Diligence aufdecken (Bungartz, 2011, S. 23).

Die KVG stellt durch interne Kontrollen sicher, dass die Due Diligence des Portfolio-Managements ordnungsgemäß durchgeführt wurde. In diesem Sinne ist der Bewertung des Windparks durch die Due Diligence bzw. die Identifikation und Bewertung projektspezifischer Risiken (s. Tabelle 2.1) zu analysieren. In Abhängigkeit vom Ergebnis der internen Kontrollen kann die KVG über die Genehmigung der Investmentvorlage des Portfolio-Managements entscheiden.

2.1.3 Interne Kontrollen nach Solvency-II-Richtlinien

Die Solvency-II-Richtlinie ist eine Versicherungsaufsichtsrichtlinie der EU-Kommission mit Schwerpunkt auf Eigenkapitalausstattung und Solvabilität der Unternehmen und trat am 01. Januar 2016 in Kraft. Solvency II folgt analog zu Basel III einem 3-Säulen-Konzept (Wengert et al., 2013, S. 103). Säule 1 regelt die Kapitalanforderungen, Säule 2 das Governance-System und Säule 3 die Marktdisziplin (Wengert et al., 2013, S. 104 ff.). Interne Kontrollen sind Bestandteil des Governance-Systems.

Gemäß Art. 29 Abs. 3 SII-RRL (Solvency-II-Rahmenrichtlinie) sind die Vorschriften auf eine Art und Weise anzuwenden, „die der Wesensart, dem Umfang und der Komplexität der Risiken angemessen“ sind. Dies wird als Grundsatz der Proportionalität bezeichnet und ist gem. Art. 41 Abs. 2 SII-RRL auch auf das Governance-System anzuwenden. Gemäß Vorgaben der BaFin haben Versicherungsunternehmen daher zu prüfen, inwiefern bestehende Strukturen und Prozesse weiterentwickelt werden können (BaFin, 2014). Ein Ansatz der Weiterentwicklung kann bspw. die Entwicklung einer Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen sein.

Für Unternehmen aus der Versicherungsbranche, die in Windparks investieren, ergeben sich durch die Solvency-II-Richtlinien u.a. folgende Konsequenzen:

- Da die Windpark-Finanzierung eine nicht alltägliche Anlagenentscheidung darstellt, erfordert jedes Projekt eine unabhängige Prüfung, die dem Grundsatz der Proportionalität entsprechen muss. Demzufolge sind Risikomanagement und interne Kontrollen für jede Investitionsentscheidung gem. Grundsatz der Proportionalität je nach Umfang und Komplexität der Risiken individuell zu gestalten.
- Gem. „Own Risk and Solvency Assessment“ müssen Versicherungen regelmäßig eine unternehmenseigene Risiko- und Solvabilitätsbeurteilung durchführen (BaFin, 2015).
- Aus der Proportionalität folgt der Grundsatz der unternehmerischen Vorsicht. Risiko-behaftete Assets müssen demnach mit genügend Solvenzkapital gedeckt werden. Der Bedarf an Solvenzkapital ist durch Stresstests und Szenarioanalysen zu ermitteln (Sarialtin, 2015, S. 27).

Die Einhaltung bestimmter Vorgaben resultiert in einer Reduzierung der Solvenzkapitalanforderungen für Infrastrukturinvestments. Die „Europäische Aufsichtsbehörde für das Versicherungswesen und die betriebliche Altersversorgung“ (EIOPA) hat diesbezüglich Anforderungen an qualifizierte Infrastrukturinvestments definiert. Versorgungseinrichtungen wie z.B. Windparks sind Teil der ökonomischen Infrastruktur (Kleine et al., 2015, S. 151). Insofern stellt die Investition in einem Windpark ein Infrastrukturinvestment dar.

Gemäß Anforderungskatalog der EIOPA sind u.a. folgende Vorgaben bei qualifizierten Infrastrukturinvestments einzuhalten:

- Das Infrastrukturprojekt muss verschiedenen wirtschaftlich nachhaltigen Stressszenarien mit unterschiedlichen Eintrittswahrscheinlichkeiten standhalten. Dazu zählen:
 - Verschlechterung der Refinanzierung
 - Wirtschaftskrisen
 - Bauverzögerungen, Insolvenz der Baufirma
 - Verringerter Output (hier: Energieertrag)
 - Verringerte Preise (hier: Einspeisevergütung bzw. Vermarktungserträge)
- Die Cashflows müssen verlässlich vorhersehbar sein.
- Das Vertragswerk muss Eigenkapital-Investoren und Darlehensgebern ein hohes Maß an Sicherheit gewähren.
- Es wird hinreichend bewährte Technologie eingesetzt
- Bezüglich des Risikomanagements bestehen u.a. folgende Vorgaben, die auf dem Grundsatz der unternehmerischen Vorsicht gem. Solvency II beruhen:
 - Investoren müssen eine angemessene Due Diligence nachweisen.
 - Die Performance der Infrastrukturinvestitionen ist durch interne Kontrollen sicherzustellen und schriftlich festzuhalten
 - Die Cashflows müssen regelmäßig Stresstests unterzogen werden.

Quelle: (EIOPA, 2015, S. 23 ff.)

Die Anforderungen sind in der Due Diligence zu beachten. Die Einhaltung der Anforderungen kann durch die Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen sichergestellt werden.

2.2 Windenergie in Deutschland

2.2.1 Nutzung der Windenergie

Im Folgenden wird das Entwicklungspotenzial der Windenergie in Deutschland sowie die Rolle einer KVG in der Finanzierung von Windenergie-Projekten dargestellt.

Die politischen Rahmenbedingungen des Windenergie-Ausbaus werden in Deutschland insb. durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bestimmt. Mit Stand Ende 2015 beträgt der Anteil der Windenergie an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland laut BDEW 13,5 %. Der Anteil der Windenergie an den Erneuerbaren Energien betrug 2014 insgesamt 46 % (34 % onshore/ 12 % offshore) (BDEW, 2016, S. 10 ff.). Abbildung 2.3 verdeutlicht die kontinuierliche Entwicklung der Onshore-Windenergie seit Einführung des EEG im Jahr 2000 anhand der installierten Leistung in MW:

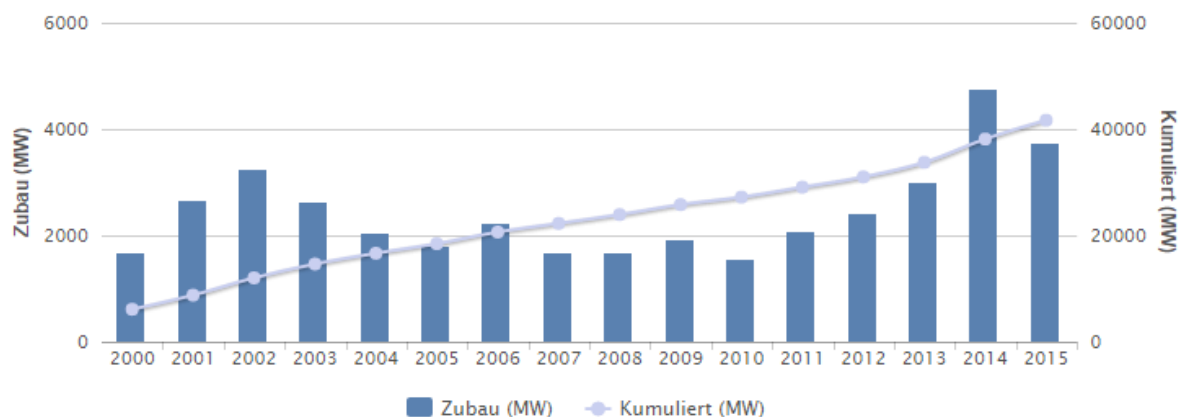


Abbildung 2.3: Installierte Leistung in MW (Zubau und kumuliert) seit 2000
Quelle: (BWE, 2016)

Der Zielkorridor für den Nettozubau beträgt nach § 29 Abs. 1 EEG 2014 für Onshore-WKA 2.400 bis 2.600 MW pro Jahr. Aus Abbildung 2.3 geht hervor, dass der Zielwert in den Jahren 2014 und 2015 deutlich übertroffen wurde. Der Zubau ist in Teilen auf Repowering-Projekte¹ zurückzuführen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet werden.

¹ Beim Repowering werden bestehende Anlagen am gleichen Standort durch neuere und i.d.R. leistungsfähigere Anlagen ersetzt. Somit tragen diese Anlagen zum Anstieg der installierten Gesamtleistung bei. Im Jahr 2014 lag der Anteil des Repowering bei 1.150 MW (Heier, 2016, S. 8)

Das Ausbauvolumen in den Bundesländern wird durch politische Rahmenbedingungen, die jeweiligen Windverhältnisse und die Netzbelastung beeinflusst. Mit der kommenden EEG-Novelle sollen die Bundesländer in Windkraftzonen aufgeteilt werden. In Bremen, Hamburg, Hessen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein wird der Zubau zur Entlastung des Netzes demnach reduziert werden (Weiß, 2016). Der verringerte Zubau in windreichen Bundesländern kann den Konkurrenzdruck verstärken und die Beteiligten zu Kostensenkungen zwingen. In der Folge sind Auswirkungen auf die Rentabilität von Windenergie-Projekten denkbar.

Die Finanzierung von Windenergie-Projekten wird in Deutschland zumeist durch eine zu diesem Zweck gegründete Projekt- und Betreibergesellschaft vorangetrieben. Das Portfolio-Management der KVG ist hierbei als Sponsor bzw. Eigenkapitalgeber an der Projektgesellschaft beteiligt. Die Betreibergesellschaft ist eine rechtlich, technisch und wirtschaftlich tragfähige und unabhängige Gesellschaft. Zumeist handelt es sich um die Rechtsform der GmbH & Co. KG. Der alleinige Geschäftsgegenstand der Betreibergesellschaft ist die Errichtung und der Betrieb des Windparks (Böttcher et al., 2012, S. 66).

Gegenüber klassischen Unternehmensakquisitionen beschränkt sich die Überprüfung der Betreibergesellschaft bei Windpark-Finanzierungen zumeist auf folgende Anforderungen:

- Die Betreibergesellschaft wurde gemäß der „gesellschaftsrechtlichen Vorgaben des deutschen Rechts gegründet“ und im Handelsregister eingetragen.
- Es wurden keine Insolvenzverfahren beantragt oder eröffnet
- Die Jahresabschlüsse der vergangenen Perioden weisen keine Unregelmäßigkeiten auf.
- Es liegen keine steuerlichen Risiken aus vorherigen Steuererklärungen oder Steuerbescheiden vor.

Quelle: (Böttcher et al., 2012, S. 66)

2.2.2 Eigenschaften von Windkraftanlagen

Windkraftanlagen (WKA) wandeln die kinetische Energie des Windes zunächst in mechanische Energie und durch den Generator in elektrische Energie um. Auf technische Komponenten und Aufbau der Anlagen wird im Rahmen dieser Arbeit nicht eingegangen. Die folgenden Ausführungen dienen als Einführung in die nachfolgenden Kapitel.

Eine wichtige Kennlinie einer WKA ist die Leistungskennlinie, welche die elektrische Leistung ins Verhältnis zur Windgeschwindigkeit in m/s auf Nabenhöhe² angibt:

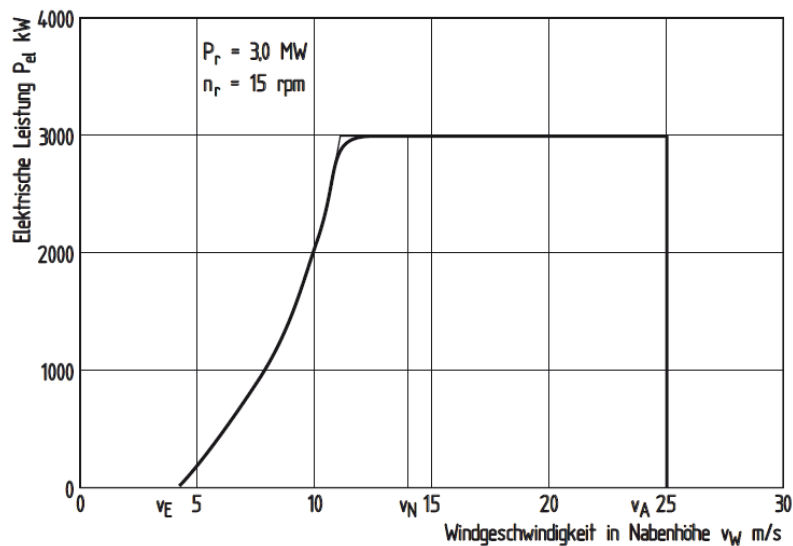


Abbildung 2.4: Leistungskennlinie einer Windkraftanlage

Quelle: (Hau, 2014, S. 602)

Abbildung 2.4 verdeutlicht anhand eines Beispiels, dass eine WKA erst ab einer bestimmten Einschaltwindgeschwindigkeit in m/s (v_E) aktiv wird. Die elektrische Leistung steigt in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit bis zur Nennleistung (P_r). Die Windgeschwindigkeit auf Nennleistung wird als Nennwindgeschwindigkeit bezeichnet (Hau, 2014, S. 601). Bei einer Windgeschwindigkeit von 25 m/s erfolgt eine sicherheitsbedingte Abschaltung der WKA. Moderne Onshore-WKA erreichen an Land 1.200 – 2.000 und an der Küste ca. 3.000 Volllaststunden auf Nennleistung (Heier, 2016, S. 13). Die Anzahl der Volllaststunden wird maßgeblich von der Standortqualität und der Eignung der Anlage für den Standort beeinflusst.

² Lt. TR 6 Rev. 9 der FGW: „Höhe der Rotormitte über Geländeoberfläche“

Die Leistungsaufnahme einer WKA aus der Strömung wird durch die Dimensionierung der Rotorblätter bestimmt. Die „Ernte“ der Windenergie ist insb. von der Nennleistung je m² der Rotorkreisfläche abhängig (Hau, 2014, S. 623). Die optimale Leistung einer WKA wird durch den Betz'schen Grenzwert, auch Leistungsbeiwert oder Erntegrad, bestimmt. Dieser beträgt 59,2 % der „geernteten“ Energie in MW (Böttcher et al., 2012, S. 165).

Der Bruttoenergieertrag einer WKA ergibt sich aus der Ernte in Kombination mit der spezifischen Leistungskennlinie. Der Nettoenergieertrag am Einspeisepunkt ist gegenüber dem Bruttoenergieertrag um Energietransportverluste und technische Verluste³ reduziert. Weiterhin beeinflusst die technische Verfügbarkeit die Nettoeinspeisung. Die technische Verfügbarkeit von WKA liegt heute bei Durchschnittswerten von mehr als 98 % (Heier, 2016, S. 13).

Die Eignung für einen Standort wird insbesondere durch das Verhältnis von Nennleistung zu Rotorkreisfläche sowie die Nabenhöhe bestimmt. Es existieren für bestimmte Anwendungsgebiete konzipierte Schwach- bzw. Starkwindanlagen. Weitere Ausführungen zu Auslegungsentscheidungen und Eignung der Spezifikation für einen Standort folgen in Kapitel 3.3.2.

Eine wichtige Kennzahl von WKA ist der Referenzertrag. Nach Anlage 2 zu § 49 EEG 2014 ist der Referenzertrag „die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde“ (§ 49 EEG 2014). Der Referenzstandort sieht eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 m/s vor. Bei der Analyse von Windgutachten ist der Referenzertrag eine wichtige Kennzahl. Nähere Erläuterungen hierzu folgen in Kapitel 3.1.1.

Die durchschnittliche Nennleistung neu erbauter Anlagen beträgt 2 bis 3 MW. Bezogen auf die Nennleistung der WKA betragen die Anschaffungskosten einer durchschnittlichen Onshore-WKA 1.000 bis 1.500 €/kW (Hau, 2014, S. 916). Der Verkaufspreis einer durchschnittlichen Anlage mit 3 MW liegt somit in etwa bei 3 bis 4,5 Mio. Euro.

³ Leistungsbeiwert sowie Wirkungsgrade der elektrischen und mechanischen Komponenten

2.2.3 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt in Deutschland die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Das EEG ersetzte 2000 das Stromeinspeisungsgesetz⁴ und wurde in den Jahren 2004, 2009, 2012 (Boewe et al., 2013, S. 25) und zuletzt 2014 novelliert. Zum Zeitpunkt der Anfertigung dieser Arbeit war das EEG 2014 gültige Rechtsnorm. Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher auf das EEG 2014.

Die Netzbetreiber müssen EE-Anlagen unverzüglich an ihr Netz anschließen (§ 8 Abs. 1 EEG 2014). Weiterhin regelt der § 8 EEG 2014, dass der Anschlusspunkt an einer im Hinblick auf die Spannungsebene⁵ geeigneten Stelle liegen muss. Dieser soll in der Luftlinie die möglichst kürzeste Entfernung zum Anlagenstandort haben. Die Netzbetreiber sind nach § 11 Abs. EEG 2014 des Weiteren zur unmittelbaren und vorrangigen Einspeisung des Stromes aus Erneuerbaren Energien aufgefordert. Die Einspeisung erfolgt gem. der so genannten „Merit-Order“. Demnach werden Erzeugungsformen mit niedrigeren Grenzkosten – zu denen die Windenergie zählt – bei der Einspeisung priorisiert (Sensfuß, 2013). Die Auswirkungen der regulatorischen Rahmenbedingungen auf das Risikomanagement von Investitionen werden in Kapitel 3.4 erläutert.

Die Veräußerung des eingespeisten Stroms aus Erneuerbaren Energien erfolgt nach § 20 EEG 2014 entweder in einem Direktvermarktungsmodell oder nach festen Einspeisevergütungen. Der § 20 EEG 2014 gestattet einen monatlichen Wechsel der Veräußerungsform. Direktvermarktungsmechanismen sind seit der EEG-Novelle 2012 Bestandteil des Gesetzes und sollen Anreize zu einer stärkeren Selbstvermarktung durch die Anlagenbetreiber liefern (Boewe et al., 2013, S. 28). Mit dem EEG 2014 wurde schrittweise die verpflichtende Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien eingeführt.

⁴ Das im Jahr 1990 beschlossene Stromeinspeisungsgesetz regelte erstmals eine Abnahmepflicht sowie eine feste Einspeisevergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien.

⁵ Das Stromnetz ist unterteilt in Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebenen. Die Energieübertragung erfolgt in den Ebenen zu unterschiedlichen Spannungen (z.B. Hochspannung in Deutschland bei zumeist 110 kV). Die geeignete Spannungsebene ist abhängig von der Gesamtleistung des Windparks.

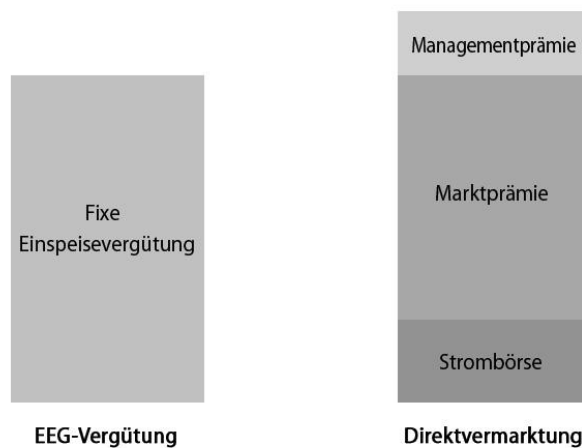


Abbildung 2.5: Vergleich von EEG-Vergütung und Direktvermarktung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an <https://www.nextkraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/marktpraemie>

Abbildung 2.5 stellt die gesetzliche EEG-Einspeisevergütung dem Modell der Direktvermarktung gegenüber. Anspruch auf die gesetzliche Einspeisevergütung besteht für 20 Kalenderjahre einschließlich des Jahres der Inbetriebnahme der WKA (§ 22 EEG 2014). Der Anfangswert der Vergütung beträgt nach § 49 Abs. 2 EEG 2014 in den ersten fünf Jahren 8,90 Cent je kWh. „Diese Frist verlängert sich um einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet“ (§ 49 Abs. 2 EEG 2014). Nach Ablauf dieser Frist hat der Anlagenbetreiber bis zum Ende der Laufzeit Anspruch auf die Grundvergütung von 4,95 je kWh (§ 49 Abs. 1 EEG 2014). Im Sinne der Investitionssicherheit stellt die feste Einspeisevergütung somit eine zuverlässige Kalkulationsgröße dar.

Gem. § 29 Abs. 2 EEG 2014 verringert sich der anzulegende Wert nach § 49 „ab dem Jahr 2016 jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober eines Jahres um 0,4 Prozent gegenüber den in den jeweils vorangegangenen drei Kalendermonaten geltenden anzulegenden Werten“. Diese Degressionswirkung des EEG resultierend darin, dass eine spätere Inbetriebnahme eines Windparks unmittelbare Auswirkungen auf die Projekt-Einnahmen hat. Insofern ist die Minimierung potenzieller Fertigstellungs- und Genehmigungsrisiken anzustreben.

Die Direktvermarktung des EE-Stroms ist mit Stand 2016 verpflichtend bei Inbetriebnahme neuer Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 MW (§ 37 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014). Anstelle der Vergütungssätze erhalten Anlagenbetreiber eine Marktprämie, die sich „nach der Differenz zwischen der entsprechenden EEG-Einspeisevergütung und dem durchschnittlichen Strombörsenpreis in einschlägigen Monat errechnet“ (Boewe et al., 2013, S. 40) (vgl. Abbildung 2.5). Gem. § 34 Abs. 2 EEG 2014 wird die Marktprämie „kalendermonatlich“ neu berechnet. Durch eine Managementprämie sollen zusätzliche Anreize für einen Wechsel der Vergütungsform geliefert werden. Die kurzfristige Vermarktung des EEG-Stroms erfolgt am Spotmarkt EPEX der Europäischen Strombörse in Paris (Döring, 2015, S. 122).

Der Einfluss der Vergütungsformen auf die Ertragsanalyse und Finanzierung eines Windpark-Projekts sowie mögliche Risiken werden im Kapitel 3.4 und 3.5 genauer betrachtet.

Das EEG 2014 sieht weiterhin ab spätestens 2017 ein Ausschreibungsmodell für die Zulassung von Windenergieflächen vor (§ 2 Abs. 5 EEG 2014). Das jährliche Ausschreibungsvolumen orientiert sich am Zielkorridor für den Nettozubau (§ 29 Abs. 1 EEG 2014). Das Ausschreibungsmodell soll zur Senkung der Förderkosten beitragen (Hauser et al., 2014). Dabei soll die „Akteursvielfalt“ (§ 2 Abs. 5 EEG 2014) erhalten bleiben. Eine Studie der Leuphana Universität Lüneburg in Auftrag des BUND ergab diesbezüglich, dass weniger finanzkräftige Investoren – insbesondere Bürgerwindparks – durch dieses Modell benachteiligt werden (Nestle, 2014, S. 85). Weiterhin ist vorstellbar, dass die Solvency-II-Richtlinie dazu beiträgt, dass Versicherungen sich an riskanten Ausschreibungen nicht beteiligen.

3 Risikomanagement bei Investitionen in Windparks

3.1 Standortfaktoren

3.1.1 Beurteilung der Windverhältnisse

Wesentlicher Aspekt für die Beurteilung eines Standorts ist das Windpotenzial⁶. Dieses ist maßgeblicher Faktor für den Energieertrag des Windparks und beeinflusst somit die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit des Projektes. Die Einspeisung des erzeugten Stroms ist die wichtigste Einnahmequelle im Projekt-Cashflow (vgl. 3.5.2). Insofern leistet die Verifikation des Energieertrags einen hohen Beitrag zur Projektbeurteilung und Risikominimierung.

Die Abschätzung des Energieertrages erfolgt i.d.R. durch Windgutachten. Diese können auf Basis von Ertragsdaten aus der Anlagensteuerung von Bestandsanlagen (Wind-Indices), aus Wetterstationsdaten sowie auf Basis lokaler Windmessungen angefertigt werden (Böttcher et al., 2012, S. 196). Untersuchungen haben ergeben, dass bei Windgutachten zwischen dem prognostizierten und realen Energieertrag im Mittelwert eine Abweichung von bis zu 11,1 % besteht (DEWI, 2015, S. 10). Der Windgutachterbeirat des BWE stellt an Windgutachten die grundlegende Anforderung, dass der Standort vom Gutachter besichtigt und eine Plausibilisierung der Ergebnisse vorgenommen werden muss (Böttcher et al., 2012, S. 198). Weiterhin sollten Windgutachten den Mindeststandards der Technischen Richtlinie 6 der FGW entsprechen. Im Rahmen des Risikomanagements gilt es daher, die Gutachten hinsichtlich Qualität

⁶ Das Windpotenzial an einem Standort gibt in Bezug auf eine bestimmte Höhe die Windverhältnisse wieder. Dabei wird das Windfeld mit den Parametern Windgeschwindigkeit, Windleistungsdichte sowie Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und Windrichtung betrachtet (Quelle: Definition gem. Technischer Richtlinie 6 Revision 9 der FGW).

und Inhalt zu prüfen sowie die Annahmen zu analysieren und zu verifizieren. Aufgrund der dargestellten Abweichungen zwischen den Windgutachten ist es weiterhin empfehlenswert, mindestens zwei Gutachten von akkreditierten Gutachterbüros zu fordern. Das hat zur Folge, dass das Absatzrisiko für Investoren verringert werden kann. Durch die Analyse der Gutachten können methodische Fehler aufgedeckt und qualitative Mängel identifiziert werden.

Das prognostizierte Windpotenzial ist die Grundlage für eine inhaltliche Analyse der Windgutachten. Der wichtigste Einflussfaktor des Windpotenzials ist die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten:

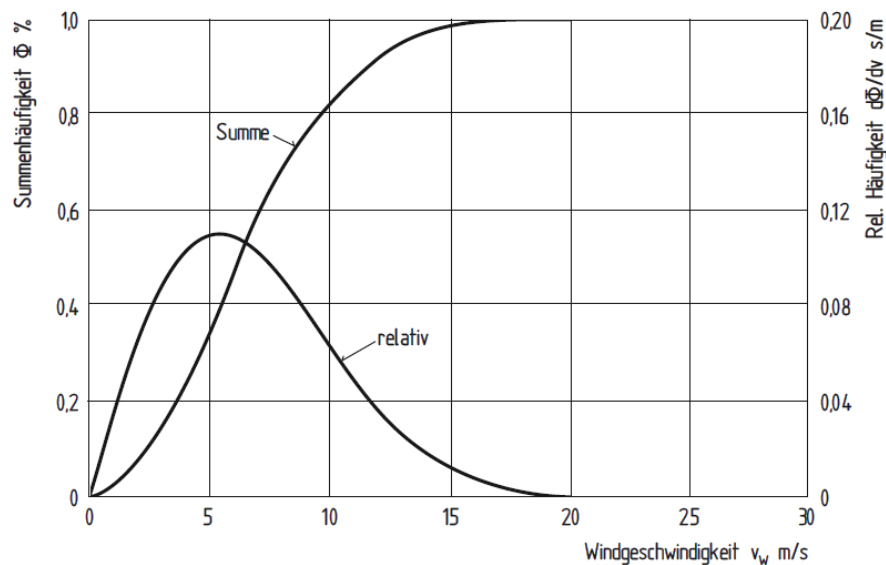


Abbildung 3.1: Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeiten am Beispiel List(Sylt)
Quelle: (Hau, 2014, S. 554)

Aus der in Abbildung 3.1 dargestellten Häufigkeitsverteilung geht die mittlere Windgeschwindigkeit hervor. Darüber hinaus kann der Anteil von Flauten- und Starkwind-Phasen identifiziert werden. Der wirtschaftliche Betrieb eines Windparks erfordert im Durchschnitt eine mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von min. 5-6 m/s (Hau, 2014, S. 915 ff.). Der Energieertrag kann jedoch trotz gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit um bis zu 15 % schwanken (BWE, 2013, S. 69). Dies ist u.a. vom Anteil der Starkwind-Phasen abhängig, da bei Verdopplung der Windgeschwindigkeit eine Verachtfachung des Energieertrages erzielt werden kann. Dieser Effekt spiegelt sich in der Leistungskennlinie wieder (vgl. Abb. 2.4).

Bei der Verifikation des Energieertrages in der Due Diligence ist die spezifische Leistungskennlinie einzubeziehen, um die reale Leistungsfähigkeit unter den gegebenen Voraussetzungen am Standort zu ermitteln.

Wichtige Kennzahl für die Prognose der Standortqualität ist der Referenzertrag. Der überwiegende Teil der WKA in Deutschland hat einen Referenzertrag von 70 bis 100 % (Falkenberg, 2015, S. 31). Laut Deutscher Wetterdienst sind Standorte mit einem Referenzertrag von weniger als 60 % nicht für die Windenergieerzeugung geeignet. Es besteht dann kein Anspruch auf eine gesetzliche Vergütung. Gebiete mit einem Referenzertrag von 60 bis 100 % gelten als mäßig geeignet (Deutscher Wetterdienst, 2013), gestatten jedoch zumeist einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen. Beim Referenzertrag ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Berechnung auf der spezifischen Leistungskennlinie basiert. Standortspezifische Besonderheiten werden in Referenzertrag und Leistungskennlinie nicht abgebildet.

Je nach Datenbasis bestehen unterschiedliche Risikoquellen. Im Folgenden werden diese für die verschiedenen Datenerhebungsmethoden dargestellt. Vielfach werden Wind-Indices wie der BDB-Index der Betreiber-Datenbasis in Windgutachten verwendet. Der BDB-Index stellt statistische, monatliche Erträge von Bestandsanlagen in Relation zu mittel- und langfristigen Erträgen (Betreiber-Datenbasis, 2011)]. Dies ermöglicht eine regionale Analyse von Ertragsdaten. Die Analyse auf Basis von Indexwerten setzt eine hinreichend große Datenbasis voraus. In Bundesländern mit geringem Windenergie-Anteil wie Baden-Württemberg oder Bayern liegen folglich weniger Indexwerte für das Umfeld potenzieller Standorte vor. Insofern sind Ertragsprognosen für einen bestimmten Standort allein auf Basis von Indices in diesen Regionen relativ unpräzise und als alleinige Datenquelle ungeeignet. Grundsätzlich ist eine langfristige Abschätzung des Windpotenzials jedoch unerlässlich, da die jährlichen Schwankungen des Windaufkommens bis zu 25 % vom mittleren Energieniveau abweichen können (BWE, 2013, S. 86).

Eine weitere Datenquelle sind Wetterstationsdaten bzw. so genannte Reanalysedaten. Ein weit verbreitetes Modell ist das „Wind Atlas Analysis and Application Program“ (WASP). In

aktueller Fachliteratur (Böttcher et al., 2012, S. 203) und wissenschaftlichen Untersuchungen (Bowen & Mortensen, 1996) wurde belegt, dass WAsP das Windaufkommen in Bodennähe zu niedrig schätzt und in größerer Höhe zu hoch einschätzt. In Windgutachten finden sich trotz dessen häufig fehlerhafte Annahmen. Die angewandten Strömungsmodelle sind in der Due Diligence daher zu analysieren.

Bei einem Gutachten ohne Windmessung müssen darüber hinaus topographische Aspekte bzw. die so genannte Bodenrauigkeit miteinbezogen werden. Die Strömungsverhältnisse in einer Region können maßgeblichen Einfluss auf den Energieertrag haben. Unter topographischen Gesichtspunkten führen u.a. Bergrücken oder andere Hindernisse zu turbulenten Nachlaufgebieten (Hau, 2014, S. 610). Insb. in Süddeutschland begünstigt die Bodenrauigkeit die Entstehung von Turbulenzen. Darüber hinaus wird der Einfluss von Waldgebieten bei den Berechnungsmodellen vielfach unterschätzt. Der Energieertrag ist in der Nähe von Waldgebieten geringer als bei frei angeströmten Anlagen (Böttcher et al., 2012, S. 202-203).

Eine Windmessung am potenziellen Standort führt zu genauen Erkenntnissen über das Windfeld einschließlich möglicher Turbulenzen. Konventionelle Anemometer-Windmessungen erfolgen mit Messmasten. Durch falsche Anbringung der Anemometer können die Messdaten durch den Mast beeinflusst werden (Böttcher et al., 2012, S. 218). Auch bei anderen Messverfahren wie LiDAR (optisches Messverfahren) oder SoDAR (akustisches Messverfahren) kann durch eine falsche Installation das Ergebnis beeinflusst werden (BWE, 2013, S. 73 ff.). Es ist demzufolge sicherzustellen, dass der Messprozess umfassend dokumentiert wurde. Anhand der Dokumentation kann die Methodik nachvollzogen und die Plausibilität analysiert werden. Darüber hinaus sollte sich die Windmessung aufgrund der Schwankungen im Windaufkommen über einen Zeitraum von min. einem Jahr erstrecken, um eine qualitativ verlässliche Datenbasis zu bieten.

Neben dem Windpotential am Standort beeinflussen weitere Faktoren den Energieertrag am Einspeisepunkt. Im Rahmen der Due Diligence ist sicherzustellen, dass diese Aspekte in der Ertragskalkulation berücksichtigt wurden. Mögliche Einflussfaktoren sind:

- Energieverluste durch Abschaltungen von Anlagen aus naturschutzrechtlichen Gründen z.B. aufgrund von Fledermäusen oder Vögeln (vgl. Kap. 3.1.2).
- Abschaltungen von Anlagen aufgrund immissionsschutzrechtlicher Gründe wegen Schallimmissionen oder Schattenwurf (vgl. Kap. 3.2.2). Interessant ist in diesem Kontext die Betrachtung der Tagesganglinie⁷. Sind Abschaltungen insb. zu windstarken Tageszeiten zu erwarten, so kann der Energieertrag erheblich reduziert werden.
- Energieverluste durch Abschattungseffekte aufgrund gegenseitiger Beeinflussung von WKA in einem Windpark. Aspekte des Windpark-Layouts sowie der Abschattungseffekten werden in Kap. 3.3.1 dargestellt.
- Der Einfluss „der thermischen Schichtungen in der Atmosphäre“. Mit zunehmender Höhe kann das Windaufkommen deutlich vom Referenzstandort gem. Referenzertrag abweichen (BWE, 2013, S. 71).
- Klimatische Veränderungen: Es werden Veränderungen in der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten im Zeitraum bis 2050 erwartet. In Abhängigkeit von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit am Standort führt dies nur geringfügig höheren oder niedrigeren Erträgen (Schwartz et al., 2009, S. 6 ff.).

Abschließend ist festzustellen, dass zahlreiche Faktoren den Energieertrag beeinflussen und die Prognosegenauigkeit der Gutachten beeinträchtigen können. Die Gesamtunsicherheit der Prognose kann i.d.R. dem Windgutachten entnommen werden (BWE, 2013, S. 95). Darüber hinaus sollte von den Windgutachten eine Plausibilisierung der Daten durch Verwendung von min. zwei der dargestellten Datenquellen gewährleistet sein. Dabei ist der insbesondere der langfristige Ertrag zu verifizieren. Die Erkenntnisse aus der Analyse der Windgutachten können im Cashflow-Modell durch Sensitivitätsanalysen für Szenarien mit unterschiedlicher Eintrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden (vgl. Kap. 3.5.2). Bei Windparks mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von weniger als 5 bis 6 m/s oder einem Referenzertrag von weniger als 60 % ist die Finanzierung risikobehaftet. Insofern ist unter diesen Voraussetzungen von einer Finanzierungsbeteiligung abzusehen.

⁷ Die Tagesganglinie stellt die „periodische Änderung der Windgeschwindigkeit über den Tageszeitraum“ aufgrund thermischer Effekte dar (Hau, 2014, S. 559).

3.1.2 Prüfung der Umweltbeeinträchtigungen

In Deutschland existieren aus naturschutzrechtlichen Gründen Beschränkungen bei der Standortwahl von Windparks. Bei min. 20 WKA in einem Windpark besteht die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung (Agatz, 2015, S. 7). Mögliche Einschränkungen sind frühzeitig in der Due Diligence zu prüfen. Naturschutzrechtliche Auflagen können zu höheren Kosten und Bauverzögerungen oder zu niedrigeren Erträgen (z.B. durch Abschaltung von WKA) führen.

Ausschlussgebiete für die Errichtung von Windparks sind u.a. Naturschutzgebiete (§ 23 BNatSchG), Nationalparks (§ 24 BNatSchG) und Landschaftsschutzgebiete (§ 26 BNatSchG) einschließlich eines Mindestabstandes zu diesen Gebieten (Niedersächsischer Landkreistag e. V., 2014, S. 9). Auch Windpark-Projekte im Umfeld von Natura2000-Gebieten⁸ führen im Regelfall zu Konflikten (Boewe et al., 2013, S. 58). Die Mindestabstände sind bundesländer-spezifisch geregelt. Das Projekt ist daher auf Einhaltung der jeweiligen Sicherheitsabstände zu prüfen. Abbildung 3.2 verdeutlicht die Einschränkungen anhand der Fauna-Flora-Habitat-Gebiete am Beispiel von Schleswig-Holstein:

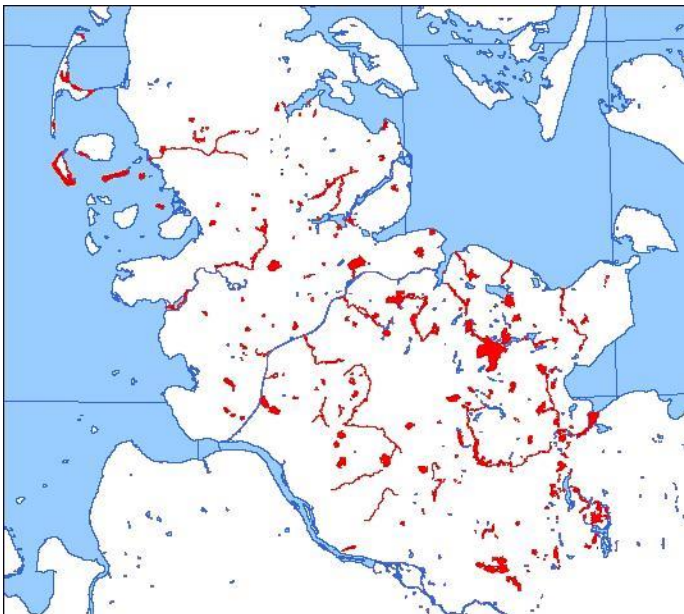


Abbildung 3.2: Fauna-Flora-Habitat-Gebiete in Schleswig-Holstein

Quelle: <https://www.leguan.com/?Content=Referenzen/FFH-LRT-3-Tranche-SH>

⁸ Fauna-Flora-Habitat-Gebiete sowie europäische Vogelschutzgebiete gem. §§ 31 ff. BNatSchG

Umweltbeeinträchtigungen stellen auch außerhalb von Ausschlussgebieten ein Genehmigungsrisiko dar. Vermeidbare Umweltbeeinträchtigungen sind gem. § 15 Abs. 1 BNatSchG zu unterlassen. Unvermeidliche Umweltbeeinträchtigungen durch Bau und Betrieb eines Windparks sind gem. § 15 Abs. 2 BNatSchG durch Kompensationsmaßnahmen wie Aufforstungen auszugleichen. Die Kosten hat die Projektgesellschaft zu tragen (Boenigk et al., 2012, S. 27). Demzufolge ergeben sich negative Auswirkungen auf den Cashflow der Projektgesellschaft und somit die potenzielle Kapitalverzinsung der Investoren. Dementsprechend sind die Auswirkungen potenzieller Umweltbeeinträchtigungen in der Due Diligence zu analysieren.

Der Energieertrag kann darüber hinaus durch naturschutzrechtlich bedingte, temporäre Abschaltungen aufgrund von Vögeln oder Fledermäusen reduziert werden. Alle WKA in einem Windpark müssen über entsprechende Abschalt-Algorithmen verfügen. In Gebieten mit hoher Vogelpopulation bzw. zeitweise hohem Vogelflug ist mit höheren Ertragseinbußen durch Abschaltungen zu rechnen (TU Berlin; FA Wind & WWU Münster, 2015, S. 75). Demzufolge ist zu analysieren, inwiefern der Windpark von Abschaltungen betroffen wäre.

Des Weiteren sind landschaftsästhetische Beeinträchtigungen zu prüfen. Die Veränderung des Landschaftsbildes⁹ durch Windparks ruft aufgrund der „technischen Überprägung“ der Landschaft bei verschiedenen Anspruchsgruppen wie insbesondere Anwohnern Widerstände hervor (Ratzbor, 2011, S. 5). Diese können die Fertigstellung des Windparks gefährden. Bei erheblichen Eingriffen in das Landschaftsbild kann die zuständige Genehmigungsbehörde einen Standort als ungeeignet einstufen (Boewe et al., 2013, S. 55). Durch eine Sichtfeldanalyse mit Hilfe eines Geographischen Informationssystems (GIS) (Boewe et al., 2013, S. 56 f.) können Beeinflussungen des Landschaftsbildes bereits während der Planung erkannt und gegenüber Anspruchsgruppen wie Anwohner aber auch Investoren kommuniziert werden. Durch Anforderung entsprechender Analysen kann das Portfolio-Management frühzeitig das

⁹ Das Landschaftsbild bezeichnet die natur- und kulturräumliche Eigenschaften einer Landschaft und ist Teil der individuellen Wahrnehmung der Umgebung (Ratzbor, 2011, S. 4-5). In der Gesetzgebung wird das Landschaftsbild mit der „Vielfalt, Eigenart und Schönheit [...] von Natur und Landschaft“ (§ 1 Abs. 1 Nr. 3 BNatSchG) beschrieben.

Ausmaß der Eingriffe in das Landschaftsbild erkennen und Schlussfolgerungen hinsichtlich der Genehmigungs- und Fertigstellungsrisiken ziehen.

3.1.3 Prüfung der Besitzverhältnisse

Vor Errichtung des Windparks sind die Besitzverhältnisse bzw. Nutzungsrechte für Grundstücke zu klären. Dies schließt sowohl die Standorte der Windkraftanlagen als auch Zufahrtswege, Netzanschluss und Kranstellflächen während der Bauzeit mit ein. Juristische Probleme bei der Grundstückssicherung stellen ein Fertigstellungsrisiko in der Windpark-Finanzierung dar.

Als ein Mittel der Grundstückssicherung hat sich der Pachtvertrag etabliert (Böttcher et al., 2012, S. 50). In einer Due-Diligence-Prüfung ist sicherzustellen, dass Pachtverträge für alle erforderlichen Flächen einschl. Bauflächen abgeschlossen wurden. Weiterhin sind folgende Anforderungen zu untersuchen:

- Der Pachtvertrag sollte mindestens über die vorgesehene Nutzungsdauer von i.d.R. 20 Jahren (garantierte EEG-Vergütungsdauer gem. § 22 EEG 2014) abgeschlossen werden. Außerordentliche Kündigungen seitens des Verpächters müssen ausgeschlossen sein (Boewe et al., 2013, S. 211).
- Die Pächter hat hohe Flexibilität durch das Recht auch „optimale Konfiguration des Windparks“ (BWE, 2013, S. 163), um Anpassungen des Windpark-Layouts innerhalb des Planungsprozesses zu ermöglichen. Auch im Zuge des Genehmigungsverfahrens können sich Veränderungen in der Positionierung der Anlagen ergeben (s. Kap. 3.2.2). Die notwendige Flexibilität kann durch Flächenpachtverträge¹⁰ gewährleistet werden.
- Schuldrechtliche und dingliche Sicherung der Pachtflächen durch Eintragung der beschränkten persönlichen Dienstbarkeit im Grundbuch (Zweistufige Grundstückssicherung) (Böttcher et al., 2012, S. 51). Das dingliche Recht sichert das Nutzungsrecht auch gegenüber potenziellen Nachfolgeeigentümern. Die schuldrechtliche Sicherung

¹⁰ Flächenpachtverträge berücksichtigen alle potenziell geeigneten Grundstücke im Betrachtungsgebiet. Die Pachtzahlung hängt von der letztendlichen Nutzung der Grundstücke ab. Quelle: (Boewe et al., 2013, S. 205)

im Sinne des BGB gilt nur zwischen den Vertragspartnern. Finanzierende Banken setzen regelmäßig die dingliche Sicherung voraus (Boewe et al., 2013, S. 214).

- Der Vertrag sollte einen Verzicht auf das Verpächterpfandrecht gem. § 592 BGB enthalten, um im juristischen Streitfall Konsequenzen wie Zwangsversteigerungen seitens des Verpächters auszuschließen (Valentin & Antonow, 2014).
- In Flächenpachtverträgen sind Abstandsflächen zu berücksichtigen. Dies gilt sowohl hinsichtlich naturschutzrechtlicher Vorgaben (vgl. Kap. 3.1.2) als auch baurechtlicher Vorgaben (vgl. Kap. 3.2.1). Es müssen ggf. zusätzliche Grundstücke zur Pacht vorgesehen sein, um die Errichtung unter Einhaltung der baurechtlichen Abstandsflächen zu gewährleisten (BWE, 2013, S. 162).

Das Fertigstellungsrisiko kann durch Einhaltung der genannten Anforderungen in die Pachtverträge vermindert werden. Hervorzuheben sind insb. die Grunddienstbarkeiten durch Eintragung im Grundbuch. In Sinne der vertragsrechtlichen Sicherheit sind diese für Investoren unabdingbar.

Bei Investitionsentscheidungen ist stets die Auswirkungen auf den Zeitplan für Planung und Realisierung des Projektes zu berücksichtigen. In Regionen mit hoher Flurzersplitterung sind langwierige Verhandlungen mit Grundstücksbesitzern zu erwarten (Boewe et al., 2013, S. 54). Durch Partizipation der Grundstückbesitzer z.B. in Form von Flächenpachtverträgen kann Konflikten entgegengewirkt werden. Sind mögliche Konsequenzen nicht ausreichend berücksichtigt, ist die plangemäße Fertigstellung des Projektes gefährdet. Aufgrund der EEG-Degression wirkt sich eine verspätete Inbetriebnahme unmittelbar auf die Erträge aus.

Der Kauf eines Grundstücks führt im Gegensatz zur Pacht zu höheren Kosten in der Realisierungsphase des Projektes und somit zu einer hohen Kapitalbindung. Die Höhe eines möglichen Veräußerungserlöses am Ende der Laufzeit ist darüber hinaus zum Zeitpunkt der Investition unklar und insofern risikobehaftet. Zudem haben Eigentümer nicht immer ein Interesse am dauerhaften Verkauf ihrer Grundstücke (Valentin & Antonow, 2014). Demzufolge geht die Projektgesellschaft bei Kauf von Flächen ein größeres Risiko ein.

3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

3.2.1 Baurechtliche Bedingungen

Im Rahmen der baurechtlichen Bedingungen sind bauplanungsrechtliche und bauordnungsrechtliche Vorgaben zu differenzieren. WKA unterliegen einer bauplanungsrechtlich privilegierten Nutzung im Außenbereich (§ 34 Abs. 1 Nr. 5 BauGB). Das Raumordnungsrecht erfordert für raumbedeutsame¹¹ Maßnahmen wie die Errichtung von Windparks ein behördliches Planungs- und Genehmigungsverfahren (Boenigk et al., 2012, S. 4). Die „raumverträgliche und gesellschaftlich akzeptierte Flächenausgestaltung“¹² ist dabei sicherzustellen (Boenigk et al., 2012, S. 4). Daraus folgt, dass die Missachtung baurechtlicher Rahmenbedingungen ein Genehmigungsrisiko für den Windpark darstellt.

Die Realisierbarkeit des Projektes ist unter planungsrechtlichen Aspekten zu prüfen. In einzelnen Bundesländern wie Schleswig-Holstein ist die Windenergienutzung in Regionalplänen festgehalten (BWE, 2013, S. 132). Auf kommunaler Ebene können Gebiete durch Flächennutzungspläne (FNP) für Windparks vorgesehen werden. Dabei ist die Berücksichtigung so genannter Windkonzentrationsflächen im Gemeindegebiet möglich. Dadurch wird die Windenergienutzung in anderen Teilen des Gemeindegebiets i.d.R. ausgeschlossen (Boewe et al., 2013, S. 227).

Des Weiteren ist der Bau von Windparks außerhalb von Eignungsgebieten ausgeschlossen. Ein Eignungsgebiet zeichnet sich durch ein höheres Windaufkommen sowie die grundsätzliche Eignung unter naturschutzrechtlichen Aspekten aus. In der Due Diligence ist dementsprechend sicherzustellen, dass die Flächen sowohl als Eignungsgebiet ausgewiesen sind als auch durch die Gemeinde rechtsverbindlich zur Windenergienutzung vorgesehen sind. Die

¹¹ Raumbedeutsamkeit steht im Sinne des § 3 Abs. 1 Nr. 6 Raumordnungsgesetz für: „Planungen einschließlich der Raumordnungspläne, Vorhaben und sonstige Maßnahmen, durch die Raum in Anspruch genommen oder die räumliche Entwicklung oder Funktion eines Gebietes beeinflusst wird, einschließlich des Einsatzes der hierfür vorgesehenen öffentlichen Finanzmittel“

¹² Raumverträglichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz sind u.a. durch die Veränderung des Landschaftsbildes beeinflusst (vgl. Kap. 3.1.2)

Rechtsverbindlichkeit wird durch den Bebauungsplan sichergestellt, der eine „materiell-rechtliche“ Bindungskraft besitzt und die Festlegungen des FNP konkretisiert (Boenigk et al., 2012, S. 24).

Der Investor muss zudem sicherstellen, dass das Projekt unter bauordnungsrechtlichen Aspekten realisierbar ist. Es muss für jede WKA ein Standsicherheitsnachweis erbracht werden z.B. durch ein Turbulenzgutachten (Agatz, 2015, S. 120). Ein Standsicherheitsnachweis kann nur erbracht werden, wenn „belastbare Angaben zur Turbulenzintensität, zur Windrichtungsverteilung und zum Höhenprofil“ vorliegen (BWE, 2013, S. 58). Die Anlagen sind darüber hinaus „so zu errichten und zu betreiben, dass die öffentliche Sicherheit und Ordnung, insbesondere Leben und Gesundheit, nicht gefährdet“ wird (Agatz, 2015, S. 122). Dies gilt insbesondere für Eisabwurf, der eine Abschaltung der Anlage erforderlich macht. Wesentliches Element des Bauordnungsrechtes sind die Abstandsflächen z.B. zu Naturschutzgebieten (vgl. Kap. 3.1.2) (Agatz, 2015, S. 124) aber auch Straßen oder Hochspannungsleitungen.

Bei Waldstandorten ist darüber hinaus die Einhaltung forstrechtlicher Bedingungen im Sinne des Bundeswaldgesetzes zu prüfen. „Bei der Entscheidung über einen Umwandlungsantrag sind die Rechte, Pflichten und wirtschaftliche Interessen des Waldbesitzers sowie die Belange der Allgemeinheit [...] abzuwägen“ (BWE, 2013, S. 329). Es ist darüber hinaus die Einhaltung möglicher Auflagen und Befristungen zu beachten. Hierzu zählen u.a. Ersatzaufforstungen und erhöhte Brandschutzmaßnahmen (BWE, 2013, S. 334).

3.2.2 Genehmigungsverfahren nach BImSchG

Einzelne WKA oder Windparks mit einer Gesamthöhe von über 50 m erfordern ein Genehmigungsverfahren nach Bundes-Immissionsschutzgesetz, kurz BImSchG (Agatz, 2015, S. 9). Es wird differenziert zwischen dem förmlichen Verfahren (§ 10 BImSchG) und dem vereinfachten Verfahren (§ 19 BImSchG). Das förmliche Verfahren setzt gem. § 10 Abs. 3 BImSchG eine Veröffentlichung des Verfahrens mit Beteiligungsmöglichkeit der Öffentlichkeit voraus. Aufgrund der vorgegeben Klagefrist bietet das förmliche Verfahren eine höhere Rechtssicher-

heit (Agatz, 2015, S. 9). Beim vereinfachten Verfahren empfiehlt sich im Zuge der Due Dilligence eine „materiell-rechtliche“ Prüfung der Genehmigung, um deren Bestandskräftigkeit und den Erfolg möglicher Klagen zu beurteilen (Böttcher et al., 2012, S. 63). Die Genehmigungsvoraussetzungen sind in § 6 BImSchG geregelt.

In der Due Diligence ist des Weiteren zu prüfen, ob bestimmte Auflagen oder Bedingungen zu beachten sind. Hierzu zählen u.a. die Einhaltung der im Grundbuch festgehaltenen Abstandsflächen, der Landschafts- und Artenschutz sowie der Schutz vor Schallimmissionen und Schattenwurf (Agatz, 2015, S. 46-47).

In Deutschland wird die zulässige Schallimmission durch die DIN-Norm 45645-1 (Technische Anleitung Lärm, TA Lärm) vorgeschrieben. Die Schallgrenzwerte für Dauerbelastungen sind – wie in Tabelle 3.1 dargestellt – vom Umfeld des emittierenden Objektes abhängig:

Gebiet	Tagesgrenzwert in dB(A)	Nachtgrenzwert in dB(A)
Gewerbegebiet	65	50
Mischgebiet	60	45
Allgemeines Wohngebiet	55	40
Reines Wohngebiet	50	35
Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	45	35

Tabelle 3.1: Grenzwerte für Schallimmissionen
Quelle: (Hau, 2014, S. 653)

Die Schallimmission einer modernen WKA auf Nabenhöhe beträgt ca. 100 dB(A) (Hau, 2014, S. 658). In einer Entfernung von 400 m beträgt die durchschnittliche Schallimmission einer modernen Anlage ca. 40 –45 dB(A) (Fachagentur Windenergie, 2011, S. 10). Wie in Tabelle 3.1 dargestellt ist diese Belastung in Wohn- oder Kurgebieten in der Nacht nicht dauerhaft zulässig. Eine mögliche Auflage ist eine immissionsschutzrechtliche Abschaltung oder Drosselung der WKA. Eine Abschaltung führt ggf. zu bedeutenden Ertragseinbußen (vgl. Kap. 3.1.1). Die Analyse der wirtschaftlichen Konsequenzen immissionsschutzrechtlicher Abschaltungen

sollte demzufolge eine zentrale Rolle der Beurteilung der Projektgenehmigung einnehmen. Insofern sind entsprechende Dokumente wie insb. Schallgutachten für die Risikobewertung einzufordern. Eine Reduktion der Schallimmissionen ist durch Anpassung des Windpark-Layouts (vgl. Kap. 3.3.1) bzw. des Anlagentyps (vgl. Kap. 3.3.2) möglich.

Für die Zumutbarkeit des Schattenwurfes gibt es in Deutschland keine einheitliche Regelung. Gemäß einer Empfehlung der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz darf die Beschattungsdauer 30 Stunden pro Jahr bzw. 30 Minuten pro Tag nicht überschreiten (BWE, 2013, S. 113-114). Die meisten Genehmigungsbehörden richten sich nach dieser Vorgabe und fordern i.d.R. eine Schattenwurfprognose (Boewe et al., 2013, S. 240). Moderne Anlagen verfügen zumeist über Abschaltvorrichtungen, die im Falle einer Überschreitung der Grenzwerte die automatische Abschaltung der WKA gewährleisten (Agatz, 2015, S. 96). Darüber hinaus kann eine Anpassung des Windpark-Layouts die Auswirkungen des Schattenwurfs im Einzelfall verringern. Der so genannte Diskoeffekt¹³ spielt heutzutage meist keine Rolle mehr und ist für die Risikobewertung folglich nicht relevant. Grundsätzlich gilt analog zu den Schallimmissionen auch beim Schattenwurf, dass gesicherte Erkenntnisse über Ausmaß potenzieller Abschaltungen (insb. durch Gutachten) das Risiko einer fehlerhaften Energieertragsprognose reduzieren.

Wenn ein Windpark-Projekt die Anforderungen hinsichtlich Abstandsflächen, Schattenwurf und Schallimmission erfüllt bzw. durch technische Maßnahmen den Immissionen entgegen gewirkt werden kann, wird das Genehmigungsrisiko bedeutend reduziert.

3.2.3 Beurteilung bestehender Verträge

Die Überprüfung aller wesentlichen Projektverträge ist wichtiger Bestandteil des Risikomanagements. Die Projektverträge sind hinsichtlich des Inhalts und der Eignung für das Projekt

¹³ Der Diskoeffekt beschreibt das Reflektieren des Sonnenlichtes an den Rotorblättern. Durch einen matten Anstrich der Rotorblätter kann diesem Reflexionseffekt entgegengewirkt werden. Somit entstehen keine störenden Lichtimmissionen von immissionsschutzrechtlicher Relevanz, die eine fristgerechte Fertigstellung gefährden können. Quelle: (Boewe et al., 2013, S. 241)

zu analysieren. Insb. im Kontext der Solvency-II-Richtlinie muss das Vertragswerk größtmögliche Sicherheit für den Investor gewähren. Im Rahmen dieses Kapitels werden der Generalunternehmervertrag¹⁴ (GU-Vertrag) sowie der Wartungsvertrag betrachtet.

Der GU-Vertrag wird i.d.R. zwischen Projektgesellschaft und einem Generalunternehmer (GU) abgeschlossen, der sich zur Planung und Errichtung der Anlagen verpflichtet. Die Leistungen werden üblicherweise in Teilen an Subunternehmer vergeben (Krügler et al., 2013, S. 18). Dies betrifft bei Windparks insbesondere die Vergabe der Bauleistungen. Die zeitliche Koordination der vergebenen Prozesse ist entscheidend für die fristgerechte Fertigstellung des Windparks. Zeitliche Unterbrechungen und Störungen des Ablaufs können Kumulativeffekte hervorrufen (Krügler et al., 2013, S. 44). Im Risikomanagement sind daher die Zeitpläne zu prüfen, um potenzielle Zulieferrisiken identifizieren zu können und wirtschaftliche Konsequenzen durch eine spätere Inbetriebnahme auszuschließen.

Die Leistungsbeschreibung des GU-Vertrages muss derart gestaltet sein, dass dem GU alle wesentlichen Leistungen zur fristgerechten Fertigstellung vorgegeben sind. In Verbindung mit dem festen Leistungskatalog sollte ein Festpreis vereinbart werden, um das Baukostenrisiko zu minimieren (Böttcher et al., 2012, S. 109). Zur weiteren Verringerung des Risikos der Investoren kann die Übertragung von Fertigstellungsrisiken auf den GU vertraglich festgehalten sein (Böttcher et al., 2012, S. 106). Eine Risikobegrenzung kann durch eine entsprechende Vertragsgestaltung gewährleistet werden. Darüber hinaus müssen die Verpflichtungen der Projektgesellschaft ebenfalls im GU-Vertrag festgehalten sein. Die Einhaltung der Verpflichtungen ist in der Due Diligence zu überprüfen, um Schadenersatzansprüche des GU ausschließen zu können (Böttcher et al., 2012, S. 108).

Der Wartungsvertrag ist einer der größten Kostenfaktoren in der Betriebsphase des Windparks und nimmt insofern wesentlichen Einfluss auf den Cashflow. Einschränkungen in der

¹⁴ In der Fachliteratur über Windenergie teilweise auch als Turnkey Contract oder EPC Contract bezeichnet. In der Regel (u.a. in (Böttcher et al., 2012, S. 100) & (Boewe et al., 2013, S. 162)) werden die Begriffe synonym verwendet. Eine präzisere Differenzierung dieser Begriffe wird in Fachbüchern über Projektverträge vorgenommen (z.B. (Krügler et al., 2013, S. 18 ff.)).

technischen Verfügbarkeit der WKA wirken sich zudem unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit aus. Daraus folgt, dass für die Risikobewertung bei Wartungsverträgen ebenfalls die Leistungsbeschreibung inhaltlich zu beurteilen ist.

Der Wartungsvertrag muss mit allen anderen Projektverträgen wie insbesondere dem GU-Vertrag abgestimmt sein (Böttcher et al., 2012, S. 124). Durch einen frühzeitigen Abschluss der Verträge während der Entwicklungsphase kann eine konsequente Abstimmung gewährleistet werden. Die Leistungsbeschreibung muss mit Verweis auf entsprechende DIN-Normen¹⁵ alle wesentlichen Schlüsselwörter enthalten und präzise definiert sein (Böttcher et al., 2012, S. 128). Durch eine präzise Gestaltung der Leistungsbeschreibung könnte Ansprüche im Sinne der Mängelgewährleistung bei nachweisbaren Mängeln genutzt werden.

Die Wartungsverträge sollten darüber hinaus in Interesse des Investors min. folgende Merkmale aufweisen:

- Eine Laufzeit von deutlich mehr als zehn Jahren. Die Wartungsanfälligkeit der Anlagen steigt mit zunehmender Betriebsdauer. Der Abschluss eines neuen Wartungsvertrages nach wenigen Jahren stellt insofern ein finanzielles Risiko dar (Böttcher et al., 2012, S. 132).
- Eine Verfügbarkeitsgarantie von min. 98 %. Dies entspricht der durchschnittlichen technischen Verfügbarkeit moderner Anlagen (vgl. Kap. 2.2.2) und sollte daher vertraglich als Mindestvoraussetzung festgehalten werden. Der Wartungsauftragnehmer haftet bei Nicht-Einhaltung der Verfügbarkeitsgarantie. Haftungsbeschränkungen z.B. aufgrund höherer Gewalt oder Abschaltungen aus Gründen des Einspeisemanagements sind zu berücksichtigen.

Unklare Leistungsmerkmale stellen ein vertragsrechtliches Risiko dar. Zur Minimierung des Risikos sollten Investoren daher auf eine präzise Definition der Leistungsmerkmale Wert legen.

¹⁵ Insbesondere DIN EN 50308: Windenergieanlagen - Schutzmaßnahmen - Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung

3.3 Technische Ausführung des Windparks

3.3.1 Beurteilung des Windpark-Layouts

Das Windpark-Layout hat maßgeblichen Einfluss auf die Rentabilität des Projektes. Während der Planung ist eine stetige Optimierung des Layouts unter Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen bedeutsam, da im Betrieb keine Anpassung mehr möglich ist.

Die Konstruktionsweise der Rotorblätter bewirkt eine Verwirbelung des angeströmten Windes. Die entstehenden Nachläufe (auch als Wake bezeichnet) führen zu Abschattungen nachfolgender Anlagen und erhöhten Turbulenzen (Durstewitz et al., 2016, S. 118). Die Abschattung einer Anlage verringert den Energieertrag. Das Ausmaß der Abschattung ist von Schubbeiwerten¹⁶, dem Rotordurchmesser sowie der Windrichtungsverteilung abhängig (BWE, 2013, S. 152). Turbulenzen bewirken zudem erhöhte Wechsellasten und können zu einer Verringerung der Lebensdauer der WKA beitragen (Durstewitz et al., 2016, S. 118).

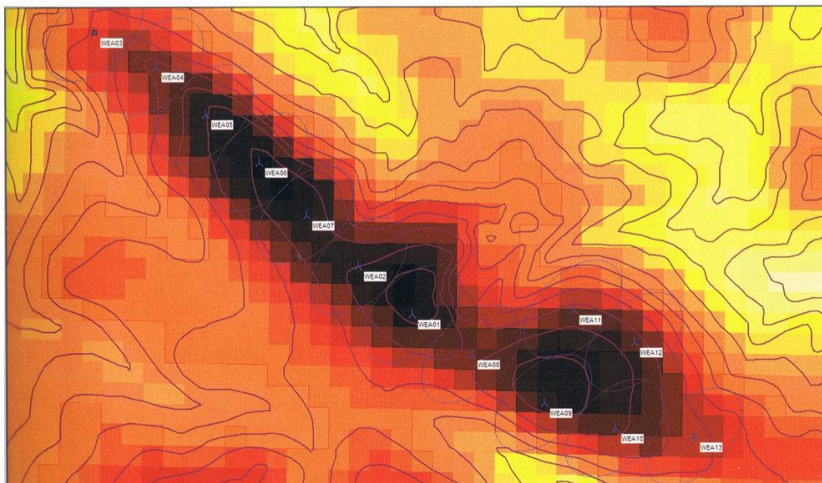


Abbildung 3.3: Darstellung einer Windpark-Konfiguration

Quelle: (BWE, 2013, S. 153)

Abbildung 3.3 illustriert die Konfiguration eines Windparks in südwestlicher Hauptwindrichtung. Die Intensität der Abschattung ist farblich hervorgehoben, die Anlagen sind weiß dar-

¹⁶ Der Schubbeiwert definiert die Rückwirkung des Rotorschubes einer WKA

gestellt. Daraus geht hervor, dass Abschattungseffekte sich auch über größere Entfernungen auswirken. Mögliche Abschattungen durch benachbarte Windparks sind zu berücksichtigen.

Eine Kennzahl zur Beurteilung der Layout-Qualität ist der Parkwirkungsgrad¹⁷. Dieser sollte bei min. 80 % liegen (BWE, 2013, S. 153). In Kap. 3.1.1 wurden Abweichungen in der Kalkulation des Energieertrages in Windgutachten dargestellt. Fehlerhafte Ertragsannahmen wirken sich folglich auch auf den Parkwirkungsgrad aus. Parkverluste können durch entsprechende Risikoabschläge in der Ertragskalkulation berücksichtigt werden.

Der Parkwirkungsgrad wird maßgeblich durch die Windrichtungsverteilung beeinflusst. Daher kann durch Verifikation und Plausibilisierung der Windrichtungsverteilung der angegebene Parkwirkungsgrad bestätigt werden. Insbesondere in Hauptwindrichtung (in Deutschland vielfach West/Südwest (BWE, 2013, S. 152)) wirken sich Abschattungsverluste stark aus.

Durch Anpassung des Windpark-Layouts kann eine Optimierung des Parkwirkungsgrades erzielt werden:



Abbildung 3.4: Symmetrisches und optimiertes Parklayout
Quelle: (BWE, 2013, S. 156)

Abbildung 3.4 zeigt auf der linken Seite ein streng symmetrisches Windpark-Layout. Die nachfolgenden WKA sowohl in Hauptwindrichtung (West/ Südwest) als auch orthogonal zur Hauptwindrichtung sind bei dieser Konfiguration abgeschattet. Durch das rechts dargestellte

¹⁷ Der Parkwirkungsgrad gibt für jede WKA in einem Windpark den realen Energieertrag in Bezug auf Abschattungsverluste prozentual an.

Layout wird der Parkwirkungsgrad optimiert. Zwischen den WKA sollte der Abstand in Hauptwindrichtung mindestens dem Fünffachen des Rotordurchmessers und orthogonal zur Hauptwindrichtung min. dem Dreifachen des Rotordurchmessers entsprechen (Boewe et al., 2013, S. 51), um Abschattungsverluste zu reduzieren. Insofern ist in der Due Diligence der Parkwirkungsgrad zu analysieren. Im Rahmen des Planungsprozesses sind ggf. Anpassungen am Windpark-Layout einzufordern, um eine Optimierung des Wirkungsgrades zu erzielen.

Einschränkungen des Windpark-Layouts ergeben sich durch immissionsschutzrechtliche Vorgaben z.B. aufgrund von Schallimmission und Schattenwurf (vgl. Kap. 3.2.2). Der Investor kann insofern eine Anpassung des Windpark-Layouts vorschlagen, um Genehmigungsrisiken zu reduzieren. Wird das Risiko der Einschränkung vom Investor akzeptiert, so ist das Ausmaß der Einschränkung auf den Parkwirkungsgrad zu analysieren und in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung miteinzubeziehen.

Auch die Wahl des Anlagentyps kann den Parkwirkungsgrad beeinflussen. Dies ist u.a. durch die individuellen Schubbeiwerte bzw. Rotorblattkonzeptionen zu begründen. Die Anlagen sind jedoch hinsichtlich der Eignung für den Standort zu prüfen.

3.3.2 Technische Ausführung der Windkraftanlagen

Die technische Ausführung der WKA in einem Windpark muss für die vorherrschenden Bedingungen an einem Standort geeignet sein. Das Ziel ist die größtmögliche technische Verfügbarkeit der Anlagen, um die Erträge des Windparks zu sichern.

Die Konstruktion von WKA ist an verschiedene Standortsituationen angepasst (vgl. Kap. 2.2.2). Die Klassifizierung nach IEC oder dem Deutschen Institut für Bautechnik (DIBt) ermöglichen eine Einordnung der Anlagen in Windklassen (DEWI, 2015, S. 24). Die Eignungsgebiete von Anlagen einer bestimmten Windklasse werden in Abbildung 3.5 dargestellt:

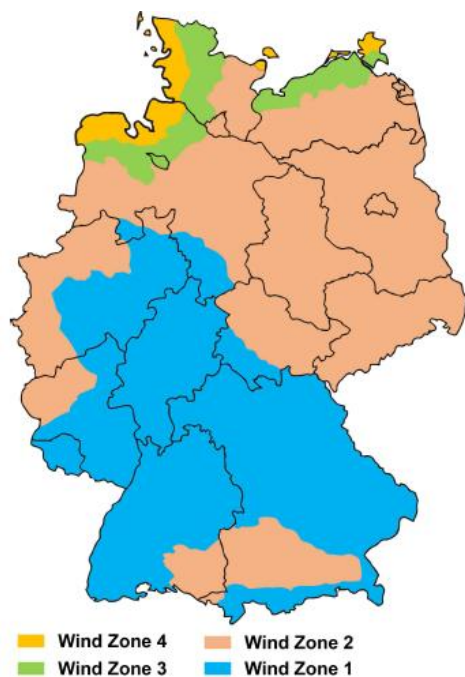


Abbildung 3.5: DIBt-Windzonen in Deutschland

Quelle: (DEWI, 2015, S. 25)

Die Einsatzmöglichkeiten einer WKA an einem ungeeigneten Standort sind limiert und führen zu Ertragseinbußen (DEWI, 2015, S. 25). Eine Bewertung des Anlagentyps hinsichtlich der Eignung für den gewählten Standort sollte demnach Bestandteil der technischen Risikoprüfung sein. Das Funktionsrisiko kann zusätzlich reduziert werden, indem ausschließlich bewährte Technik zu Einsatz kommt. Der Einsatz bewährter Technologie ist darüber hinaus eine Voraussetzung für die Reduzierung der Solvenzkapitalanforderungen bei Infrastrukturinvestments (vgl. Kap. 2.1.3).

Wichtigster Kostenfaktor sind die Stromgestehungskosten, die unmittelbar im Zusammenhang mit der Stromerzeugung stehen. Diese betragen bei einer durchschnittlichen Anlage mit 3 MW Nennleistung über die gesamte Nutzungsdauer ca. 4 Cent/kWh (Döring, 2015, S. 94). Großen Anteil an den Stromgestehungskosten haben die Netzanschlusskosten pro kWh Nennleistung (BWE, 2013, S. 256). Durch Verringerung der Nennleistung können die Stromgestehungskosten demnach minimiert werden. Demgegenüber sind die Auswirkungen auf den Energieertrag bei Verringerung der Nennleistung zu berücksichtigen.

Eine Verbesserung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses wird zunehmend nicht über „Maximierung“ im Sinne der Anlagengröße, sondern „Optimierung“ (Jarass et al., 2009, S. 187) im Hinblick auf den Standort verfolgt. Eine Optimierung kann durch Anpassung des Verhältnisses von Nennleistung zu Rotorkreisfläche erzielt werden. Die Kosten zusätzlicher Nennleistung betragen 130 bis 350 €/kW (Jarass et al., 2009, S. 188). Diese sind im Verhältnis zu den Gesamtkosten von 1.000 bis 1.500 €/kW zu betrachten (vgl. Kap. 2.2.2). In Abhängigkeit vom Windaufkommen am Standort können die zusätzlichen Erträge durch Anpassung der Nennleistung die zusätzlichen Kosten übersteigen.

Abbildung 3.6 stellt Anlagen mit verschiedenen Verhältnissen zwischen Rotorkreisfläche zu Nennleistung (W/m^2) gegenüber und stellt die Referenzerträge in Abhängigkeit vom Windprofil dar:

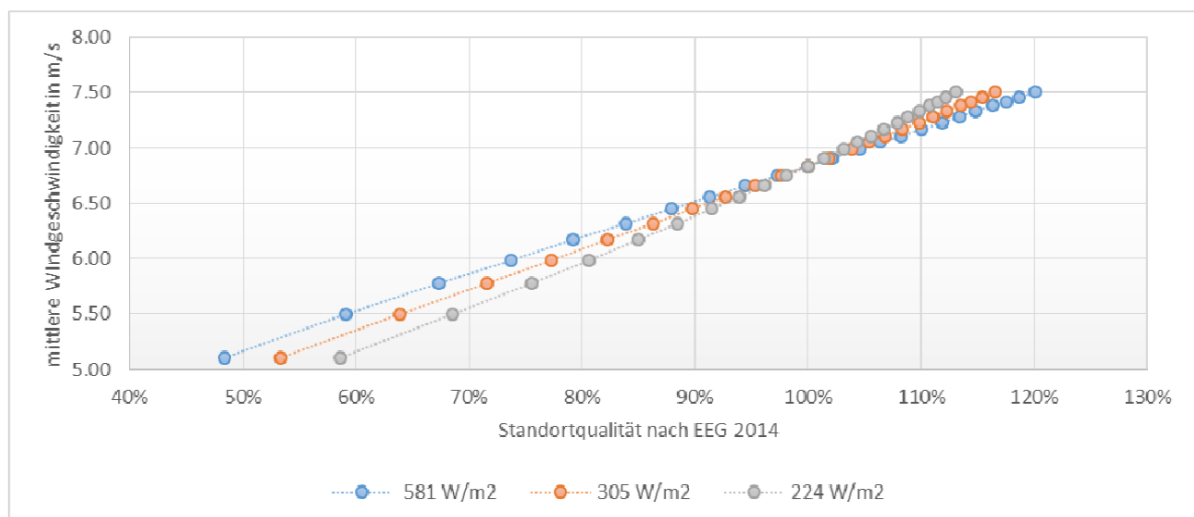


Abbildung 3.6: Referenzertrag von Anlagentypen in Abhängigkeit vom Windprofil

Quelle: (DEWI, 2015, S. 26)

Aus Abbildung 3.6 geht hervor, dass der Referenzertrag den Anlagen mit geringer Leistung in W/m^2 an Standorten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten höher ist. Ab einem Referenzertrag von 100 % kehrt sich das Verhältnis um, so dass Anlagen mit hoher Leistung je W/m^2 einen besseren Referenzertrag aufweisen. Insofern ist das Verhältnis von Rotor zu Nennleistung je nach Windgeschwindigkeit am Standort festzulegen.

Aus der Sicht des Investors wird der größtmögliche Ertrag der Anlagen angestrebt. Insofern ist die Überprüfung der Konfiguration der Anlagen wesentlicher Bestandteil der Risikoprüfung. Dabei ist schwerpunktmäßig das Kosten-Nutzen-Verhältnis und im Speziellen das Verhältnis zwischen Rotorkreisfläche zu Nennleistung zu berücksichtigen. Darüber hinaus ist die Konfiguration hinsichtlich einer möglichen Optimierung der Stromgestehungskosten zu prüfen.

Während des Betriebes der WKA gehören die Wartungsverträge zu den wichtigsten Kostenfaktoren. Aufgrund fixer Vergütungen in Wartungsverträgen (vgl. Kap. 3.2.3) steigen mit abnehmendem Ertrag der WKA die Wartungskosten je kWh produzierter Leistung. Der Anlagentyp muss in Bezug auf Nennleistung und Verhältnis zum Rotordurchmesser eine ausreichende Nettoenergieeinspeisung gewährleisten, um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen.

Des Weiteren ist zu prüfen, ob durch eine Änderung des Anlagentyps eine Reduzierung der Schallimmission erzielt werden kann. Mögliche Betriebseinschränkungen im Sinne des BImSchG können durch geräuscharme Anlagen umgangen werden.

3.4 Netzanschlussbedingungen

3.4.1 Analyse der Netzanschlussbedingungen

Der Netzanschluss muss an einem „technisch machbaren und wirtschaftlich darstellbaren“ (Boewe et al., 2013, S. 51) Einspeisepunkt erfolgen. Die technische Machbarkeit ist u.a. durch die Spannungsebene des Netzes begrenzt (vgl. Kap. 2.2.3). Die wirtschaftliche Machbarkeit ist insb. von den Netzanschlusskosten anhängig. Gemäß § 16 Abs. 1 EEG 2014 besteht für den Anlagenbetreiber eine Kostentragungspflicht für die Querverlegung bis zum Einspeisepunkt. Wird nicht der technisch und wirtschaftlich ideale Einspeisepunkt gewählt, so muss der Betreiber gem. § 16 Abs. 2 EEG 2014 die entstehenden Mehrkosten tragen. Darüber hinaus müssen „Kosten der Trassensicherung, Stromtransportverluste oder Wartungskosten“ in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eingehen (BWE, 2013, S. 362).

Der Netzanschluss trägt mit ca. einem Drittel den höchsten Anteil an den Investitionsnebenkosten (Jarass et al., 2009, S. 180). Mit zunehmender Länge des Netzanschlusses steigen sowohl die Anschlusskosten als auch die Stromtransportverluste. Die Transportverluste verringern die eingespeiste Leistung und somit den Ertrag. Konkret bedeutet dies, dass u.a. durch Netzverluste eine Differenz zwischen Brutto- und Nettoenergieertrag entsteht. Im Rahmen der Due Diligence sollten daher die Energieertragsdaten analysiert und verifiziert werden.

Das EEG definiert darüber hinaus wesentliche Anforderungen an den Netzanschluss. So müssen Windpark-Betreiber gem. § 9 Abs. 6 EEG 2014 sicherstellen, dass der „Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt“. Der Netzanschluss muss gem. §2 Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) den Vorgaben einer technischen Richtlinie des BDEW genügen. EE-Anlage müssen demnach einen Beitrag zur Spannungshaltung (BDEW, 2008, S. 21) leisten können, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Im diesem Kontext ist insb. die Blindleistungsabgabe der Anlagen von Bedeutung und vertraglich festzuhalten (BDEW, 2008, S. 28 ff.).

Die Netzbetreiber haben gem. § 14 EEG 2014 das Recht zur „ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung“. Die WKA müssen über entsprechende Vorrichtungen verfügen und die Daten zur Ist-Einspeisung zur Verfügung stellen.

Die Rahmen der Risikoüberprüfung ist die Einhaltung der genannten Anforderungen gem. EEG 2014 bzw. SDLWindV sicherzustellen. Darüber hinaus sind folgende Aspekte zu berücksichtigen, um Genehmigungsrisiken bzw. vertragsrechtliche Risiken zu minimieren:

- Die Netzverträglichkeit der Anlagen muss gemäß Teil 3 der Technischen Richtlinie für Windkraftanlagen der FGW (Bestimmung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz) gewährleistet sein.
- Es muss eine Einspeisezusage des Netzbetreibers vorliegen. Diese erfolgt erst nach einer erfolgreichen Netzverträglichkeitsprüfung (Böttcher et al., 2012, S. 64-65)

- Die Netzanschlussbedingungen sollten aus Gründen der Rechtssicherheit in Form eines Anschlussvertrages festgehalten sein. Der Vertrag ist hinsichtlich Form und Inhalt intern bzw. durch Rechtsanwälte zu prüfen.
- Bei der Herstellung des Netzanschlusses durch Verlegung von Kabeltrassen sind Besitz- bzw. Eigentumsverhältnisse zu beachten. Wie in Kap. 3.1.3 dargestellt, müssen Nutzungsrechte für alle notwendigen Flächen vorliegen.

3.4.2 Rahmenbedingungen der Einspeisung

Die Rahmenbedingungen der Einspeisung des Stroms aus EE-Anlagen sind im EEG 2014 festgehalten. Das Einspeisemanagement gem. § 14 EEG 2014 gestattet den Netzbetreibern die Regelung von EE-Anlagen zur Beseitigung von Netzengpässen bzw. der Erhöhung der Netzstabilität.

Der Strom aus Windenergie wird im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken nicht Top-down, sondern dezentral und zumeist auf Nieder- und Mittelspannungsebenen eingespeist. Zudem ist die Produktion aufgrund schwanker Windverhältnisse volatiler als bei konventioneller Erzeugung. Diese Faktoren beeinflussen die Netzstabilität und führen bei hoher Einspeisung aus EE-Anlagen zu Überlastungen und in der Folge teilweise zur Abschaltung von EE-Anlagen. Das EEG sichert Anlagenbetreibern eine Entschädigung für nicht eingespeiste Energie zu. Gemäß Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement gestaltet sich die Entschädigung wie folgt (Bundesnetzagentur, 2014, S. 18):

$$\begin{aligned} & \textit{Entgangene Einnahmen} * 0,95 \\ & - \textit{zusätzliche Aufwendungen} \\ & + \textit{ersparte Aufwendungen} \\ & = \textit{Entschädigungszahlung in Euro} \end{aligned}$$

Die entgangenen Einnahmen werden nur zu 95 % berücksichtigt. Daraus folgt, dass eine Abschaltung des Windparks aufgrund hoher Netzauslastung die Wirtschaftlichkeit negativ einträchtigt.

Die Stabilität und Belastbarkeit des Stromnetzes am Einspeisepunkt ist als qualitativer Faktor bei der Standortbeurteilung zu berücksichtigen. Eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit von Abschaltungen resultiert in entsprechenden Verlusten. Die Auswirkungen von Einnahmeverlusten aufgrund von Entschädigungszahlungen sind in das Cashflow-Modell miteinzubeziehen.

Die Einspeisung auf Grundlage der festen Einspeisevergütung ist für Windpark-Betreiber und Investoren wenig risikoreich. In Abhängigkeit des Referenzertrages kann für die gesamte Laufzeit eine relativ präzise Ertragsprognose vorgenommen werden. Mit dem EEG 2014 ist die Direktvermarktung über das Marktprämienmodell für WKA mit einer Nennleistung von mehr als 100 MW verpflichtend (vgl. 2.2.3). Die Direktvermarktung verändert die Prognose der zu erwartenden Erträge.

Investoren werden durch die Direktvermarktung mit neuen Risiken konfrontiert. Zum einen müssen Anlagenbetreiber ihren Strom anhand von Windprognosen am Vortag verkaufen. Infolgedessen entstehen Kosten durch Prognoseabweichungen, da ggf. anderer Strom hinzugekauft werden muss. Zum anderen berechnet sich die monatliche Anpassung der Marktprämie aus der durchschnittlichen Stromerzeugung aller WKA in Deutschland. Die Windverhältnisse sind jedoch an den Standorten individuell. In Abhängigkeit vom Windaufkommen werden somit geringere oder höhere Erlöse erzielt als prognostiziert (Neuhoff, 2015). Für den Windparkbetreiber erhöht sich dadurch das Absatzrisiko.

Ein weiterer Risikofaktor bei der Ertragsprognose ist die Sechs-Stunden-Regel gem. § 24 EEG 2014. Sind die Strompreise an der Strombörse EPEX in „mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ“, so verringert sich der anzulegende Wert auf null (§ 24 EEG 2014). Für Anlagenbetreiber besteht rückwirkend für den Zeitraum negativer Strompreise kein Anspruch auf eine Marktprämie. Laut einer Studie von Energy Brainpool wird der weitere Ausbau der Windenergie die Schwankungsbreite in der Stromproduktion erhöhen. In der Folge steigt die Volatilität des Strompreises. Die Studie bestimmt den Zusammenhang zwischen Ausbau der Windenergie und Strompreis anhand eines Korrelationskoeffizienten von -0,83

(Energy Brainpool, 2014, S. 12). Aufgrund dieses starken Zusammenhangs ist in Zukunft häufiger mit negativen Strompreisen zu rechnen. Dieser Sachverhalt wird im Folgenden durch Abbildung 3.7 dargestellt.

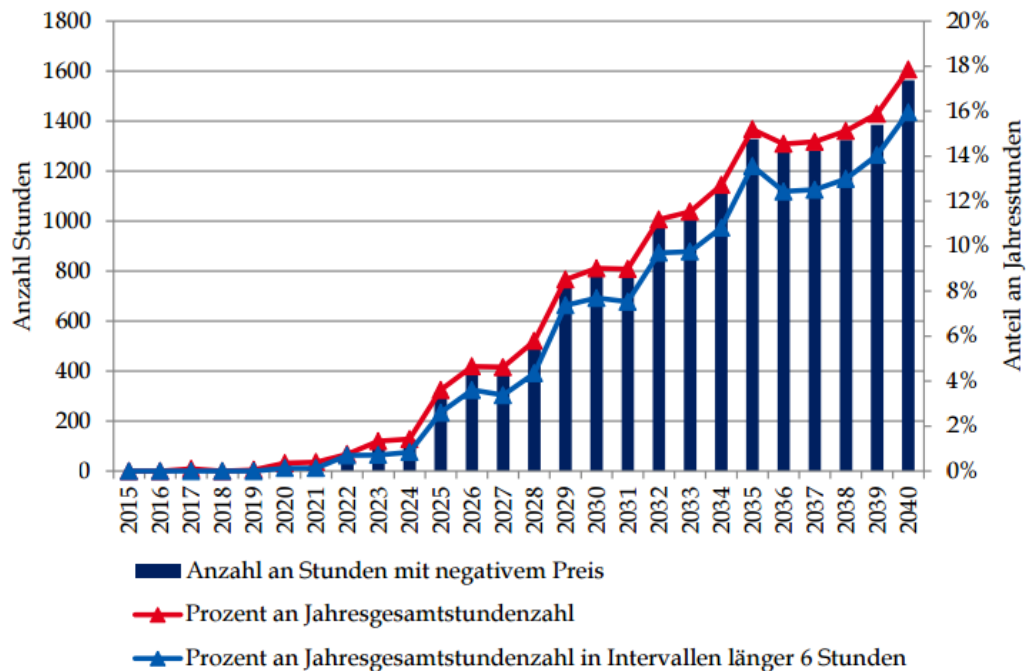


Abbildung 3.7: Anzahl der Stunden mit negativem Strompreis bis 2040

Quelle: (Energy Brainpool, 2014, S. 13)

Abbildung 3.7 verdeutlicht, dass das Risiko von Mindererlösen aufgrund der Sechs-Stunden-Regel durch den dargestellten Zusammenhang erhöht ist. Mit zunehmender Betriebsdauer können die Mindererlöse bei ca. 5 % liegen (Energy Brainpool, 2014). Dieser Faktor ist bei der Ertragsprognose seitens der Investoren zu berücksichtigen.

Die komplexe Betriebsführung durch Direktvermarktung erhöht darüber hinaus die Anforderungen an das Management. Die Geschäftsführung muss „eine deutlich höhere technische und kaufmännische Kompetenz“ nachweisen, da ein stärkerer Eingriff in die Steuerung der EE-Anlagen erforderlich ist (Nestle, 2014, S. 61). Infolgedessen sollte durch Überprüfung der technischen und kaufmännischen Geschäftsführung im Rahmen der Due Diligence eine ausreichende Kompetenz bezüglich der Direktvermarktung nachgewiesen werden.

3.5 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

3.5.1 Projektfinanzierung

Die meisten Windpark-Projekte werden mittels einer Projektfinanzierung realisiert. Die Beteiligten der Projektfinanzierungen werden in Abbildung 3.8 dargestellt:

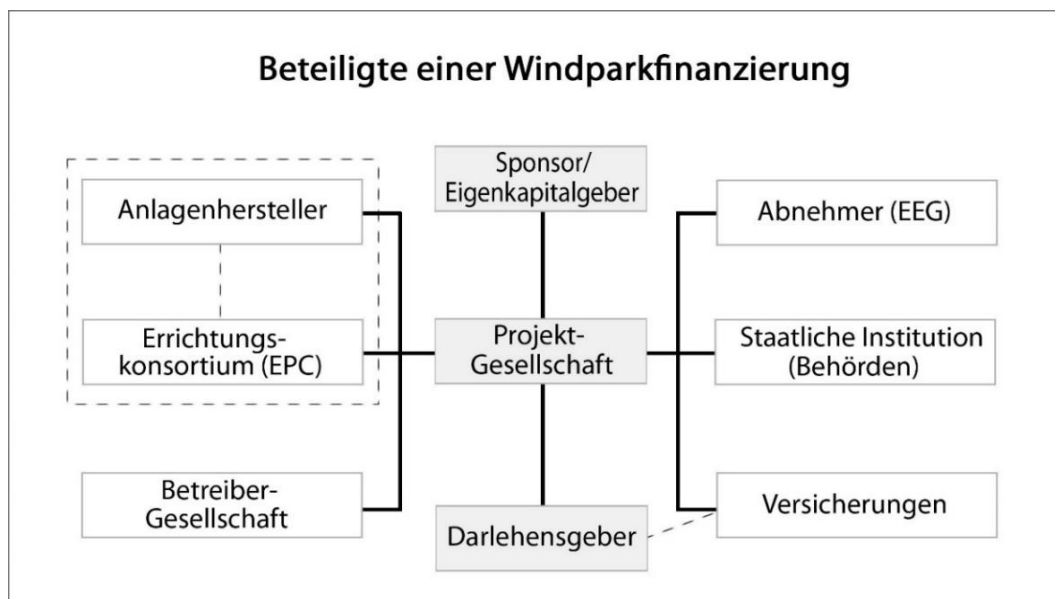


Abbildung 3.8: Beteiligte einer Windparkfinanzierung

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Boewe et al., 2013, S. 147)

Der Darlehensgeber – zumeist eine Bank – hat einen erfolgsunabhängigen Anspruch auf Bedienung des Kapitalsdienstes aus dem Cashflow. Der Sponsor hat erfolgsabhängigen Anspruch auf freibleibende Cashflows (Böttcher et al., 2012, S. 289).

Eine Projektfinanzierung zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:

- Das Projekt ist Cashflow-orientiert. Der Cashflow ist wesentliche Grundlage zur Projekt-Bewertung für Sponsoren und Darlehensgeber. Die Analyse des Cashflows aus Sicht der Investoren wird in Kap. 3.5.2 dargestellt.
- Die Risiken werden durch Risikoallokation/ Risk Sharing unter den Finanzierungs-beteiligten aufgeteilt.

- Die Projektgesellschaft ist eine rechtlich, technisch und wirtschaftlich tragfähige und unabhängige Gesellschaft. Die Gesellschaft haftet allein mit dem Cashflow. Die Haftung der Projektbeteiligten ist zumeist beschränkt (s.u.)

Die Zukunftsorientierung von Projektfinanzierungen führt zu einer ausgeprägten Informationsasymmetrie zwischen den Projektbeteiligten, die es zu minimieren gilt (Böttcher et al., 2013, S. 44 f.).

Die Risikoallokation erfolgt in Abstimmung zwischen den Projektbeteiligten. Maßgeblich ist, „inwieweit die Risikoübernahmebereitschaft der einzelnen Projektbeteiligten in Relation zu ihrer Fähigkeit steht“. Die Vertragspartei muss die Risiken „aufgrund ihrer Geschäftstätigkeit am besten beurteilen und [...] kontrollieren können (Grundsatz der Kontrollfähigkeit)“ (Böttcher et al., 2013, S. 44). So ist z.B. das Fertigstellungsrisiko vom Errichtungskonsortium zu tragen. Allerdings ist auch die Risikotragfähigkeit des Beteiligten zu berücksichtigen. Der Risikoträger muss über eine ausreichende wirtschaftliche Leistungsfähigkeit verfügen (Böttcher et al., 2012, S. 17).

Ein unerlässlicher Bestandteil der Risikoallokation ist ein angemessenes Versicherungskonzept. Der Windpark muss gegen alle Gefahren wie insbesondere höhere Gewalt abgesichert sein. Durch eine Ertragsausfallversicherung kann die Ertragskraft auch im Falle eines Sachschadens gewährleistet werden. Darüber hinaus sollte der Windpark min. über eine Haftpflicht- sowie Umwelthaftpflichtversicherung verfügen (Böttcher et al., 2012, S. 254 ff.).

Der Sponsor strebt des Weiteren eine Risikoreduzierung durch Haftungsbeschränkung an. Von einem vollständigen Rückgriffrechts seitens des Darlehensgebers ist in Sinne einer Risikominimierung abzusehen. Beim begrenzten Rückgriffrecht (limited resource financing) haftet der Sponsor nur „bis zu einer bestimmten Summe und/ oder [...] bestimmten Phase des Projekts“ (Boewe et al., 2013, S. 145). Besteht kein Rückgriffrecht, so ist die Haftung auf die Einlage der Sponsoren beschränkt (Boewe et al., 2013, S. 146).

Die Finanzierungsbereitschaft der Beteiligten ist vom Risikoprofil des Projektes abhängig. Investoren erwarten eine angemessene Eigenkapitalverzinsung und Haftungsbegrenzung. Demgegenüber versuchen Banken sich in Abhängigkeit vom Risikoprofil abzusichern. Insofern kann eine Wechselwirkung zwischen Risikoprofil, Risikoallokation und Finanzierungsstruktur festgestellt werden.

In Abstimmung zwischen den Finanzierungsbeteiligten gilt es, die Eigen- und Fremdkapitalquoten zu bestimmen. Windpark-Projekte weisen in Deutschland oftmals ein hohes Gearing mit einem Fremdkapitalanteil von 80 bis 90 % auf (Boewe et al., 2013, S. 157). Ein hohes Gearing kann sich positiv auf die Eigenkapitalverzinsung auswirken. Demgegenüber steht das Risiko, dass mehr Mittel für die Bedienung des Schuldendienstes aufgebracht werden müssen.

Aus Sicht der Banken wird zumeist eine Eigenkapitalquote von 10 bis 30 % gefordert. Die Höhe der Eigenkapitalquote ist insb. von den Windverhältnissen abhängig. In südlichen Bundesländern ist die Quote aufgrund topographischer Gegebenheiten und unsicherer Windprognose oftmals höher. Weiterhin fordern Banken einen Kapitaldienstdeckungsgrad (Debt Service Coverage Ratio, DSCR) von min. 110 % sowie eine ausreichende Liquiditätsreserve (BWE, 2013, S. 97 ff.).

Die Banken müssen analog zu den Solvency-II-Richtlinien durch die Basel-III-Richtlinie ebenfalls höhere Eigenkapitalanforderungen erfüllen und ein in Umfang und Komplexität angemessenes Risikomanagement nachweisen. Die Basel-III-Richtlinie verpflichtet die Banken dazu, das Risikoprofil für jede Finanzierung individuell zu quantifizieren. Durch regulatorische Einflussfaktoren wie insbesondere die Direktvermarktung steigt auch für die finanzierende Bank das Risiko der Schuldendienstdeckung. Die Banken werden sich entsprechend der Basel-III-Richtlinie ggf. verstärkt absichern. In der Folge ist die Erhöhung des Zinsniveaus wahrscheinlich. Das Zinsänderungsrisiko ist daher bei der Risikobewertung zu berücksichtigen.

Aus der Sichtweise des Sponsors ist allen voran die Eigenkapitalverzinsung von Bedeutung. Insofern wird im Folgenden schwerpunktmäßig die Eigenkapitalverzinsung der Investition betrachtet.

3.5.2 Analyse der Cashflows

Die Eigenkapitalverzinsung wird bei Projektgesellschaften allein aus dem Cashflow des Projektes gewonnen. Zur Bewertung finanzieller Risikofaktoren ist das Cashflow-Modell für Investoren insofern ein wichtiges Instrument.

Wesentliche Einflussfaktoren auf den Cashflow wurden in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt. Tabelle 3.2 stellt die wichtigsten Einzahlungen und Auszahlungen des Cashflows dar:

Einzahlungen	Auszahlungen
<ul style="list-style-type: none"> • Einspeisevergütung bzw. Erträge durch Direktvermarktung in Abhängigkeit vom Nettoenergieertrag • Entschädigungszahlung für nicht eingespeiste Energie • ggf. sonstige Einnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionskosten • Betriebsaufwendungen für kaufm. und techn. Betriebsführung sowie Verwaltung • Stromgestehungskosten • Pacht • Wartungsverträge • Instandhaltung, Reparatur • Versicherungsprämien • Rückstellungen u.a. für Anlagenrückbau • ggf. sonstige Auszahlungen (z.B. Kompensationen für Umweltbeeinträchtigungen) • Steuern (insb. Gewerbesteuer am Standort) • Bedienung des Schuldendienstes (Tilgung und Zinsen)

Tabelle 3.2: Ein- und Auszahlungen im Cashflow eines Windpark-Projektes

Die fortwährende Existenz der Projektgesellschaft sichert die Eigenkapitalverzinsung. Insofern ist die Liquidität der Projektgesellschaft über die Laufzeit des Windparks anhand der Cashflows sicherzustellen. Zunächst sind alle Auszahlungen zur Aufrechterhaltung des Projektbetriebes sowie der Bedienung des Schuldendienstes zu leisten. Nach Abzug evtl. Liquiditätsreserven steht der verbleibende freie Cashflow dem Sponsor zu. Risiken in Hinblick auf die Eigenkapitalverzinsung des Windparks werden daher auf Basis des Cashflow-Modells bewertet, indem Kennzahlen ermittelt und Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden.

Wichtige Kennzahlen der Investitionsrechnung zur Bewertung der Cashflows sind der Kapitalwert und der interne Zins. Der Kapitalwert gibt den effektiven Mehrwert des Projektes unter Berücksichtigung der auf- und abgezinsten Ein- bzw. Auszahlungen an und errechnet sich wie folgt (Busse von Colbe et al., 2015, S. 55 ff.):

$$C_o = -a_o + \sum_{t=1}^n c_t * q^{-t}$$

mit: a_0 = Investition zum Zeitpunkt t_0

c_t = Überschuss der Einzahlungen über die Auszahlungen in der Periode (s. Cashflow)

$q = 1+i$ mit i = Kalkulationszins

n = Nutzungsdauer des Investitionsobjektes (bei Windparks i.d.R. min. 20 Jahre)

Quelle: (Busse von Colbe et al., 2015, S. 56)

Des Weiteren ist der interne Zins zu betrachten. „Der interne Zins einer Investition ist derjenige Zins, bei dessen Anwendung als Kalkulationszins der Kapitalwert der Investition gleich Null ist“ (Busse von Colbe et al., 2015, S. 123). Daraus folgt, dass die Eigenkapitalverzinsung hinreichend groß sein muss, so dass die Investition einen positiven Kapitalwert aufweist.

Der Kapitalwert kann als Vergleichswert verschiedener Windpark-Projekte dienen. Er ist im Verhältnis zum individuellen Risikoprofil des Projektes zu betrachten. Die Annahmen des Cashflows sind daher einer umfassenden Risikobetrachtung zu unterziehen.

Auf Grundlage des Cashflow-Modells können Analysen zur Sensitivität einzelner Projektparameter in Form von Szenarioanalysen und Stresstests durchgeführt werden. Durch die Analysen ist der Einfluss auf den Kapitalwert und somit die Eigenkapitalverzinsung zu ermitteln.

Wie bereits dargestellt, ist der unsicherste Parameter des Cashflow-Modells der Energieertrag. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden Normal-, Best- und Worst-Case-Szenarien mit unterschiedlicher Eintrittswahrscheinlichkeit aufgestellt und analysiert (Wengert et al., 2013, S. 39). Miteinzubeziehen ist die Wahrscheinlichkeit von Abschaltungen aus natur- bzw. immissionsschutzrechtlichen Gründen oder hoher Netzauslastung, so dass das Gesamtrisiko realistisch wiedergegeben wird.

Investoren setzen i.d.R. den sogenannten p75-Wert an. Dieser sagt aus, dass der Energieertrag des Szenarios mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % nicht unterschritten wird. Bei einer konservativen Risikobewertung kann auch der so genannte p90-Wert angesetzt werden, der eine 90-prozentige Überschreitungswahrscheinlichkeit angibt (BWE, 2013, S. 95). Aus den Windgutachten geht die jeweilige Gesamtunsicherheit der Angaben hervor (vgl. Kap. 3.1.1). Daraus kann ein an das individuelle Risikoprofil angepasster Sicherheitsabschlag für jedes Szenario abgeleitet werden. Dies wird in Tabelle 3.3 an einem konkreten Beispiel dargestellt:

Gesamtunsicherheit	p75-Abschlag	p90-Abschlag
12 %	8,1 %	15,4 %
15 %	10,1 %	19,2 %
20 %	13,5 %	25,6 %
25 %	16,8 %	32,0 %

Tabelle 3.3: Sicherheitsabschläge nach p75-/ p90-Wert

Quelle: (BWE, 2013, S. 95)

Darüber hinaus werden i.d.R. „die Anlagenverfügbarkeit, die Investitionskosten sowie die operativen Aufwendungen, insbesondere für Wartung und Instandhaltung sensitiviert“ (Boewe et al., 2013, S. 158). Die Projekte müssen trotz der Sicherheitsabschläge einen positiven Kapitalwert aufweisen. Unter Berücksichtigung aller sensitivierten Parameter kann ein Risikoprofil für das Gesamtprojekt aufgestellt werden. In diesem Kontext sind mögliche Ab-

hängigkeiten und Korrelationen zwischen den Parametern zu untersuchen (Wengert et al., 2013, S. 37).

Die Tax Due Diligence als der Bestandteil der Financial Due Diligence hat bei Windpark-Projekten in Deutschland einen verhältnismäßig geringen Einfluss. Die Projektgesellschaften verfügen meist über keine langfristige Historie und die steuerrechtlichen Spielräume sind begrenzt. Darüber hinaus wird die Ertragskraft eines Windparks insb. durch natürliche Ressourcen bestimmt, so dass dem Energieertrag eine vorrangige Bedeutung zukommt. Dennoch ist das Projekt hinsichtlich evtl. steuerrechtlicher Risiken sowie deren Auswirkungen auf den Cashflow zu untersuchen.

Darüber hinaus sind exogene Risiken wie ggf. das Inflationsrisiko und die politischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Die Inflation ist derzeit bei Windpark-Investition in Deutschland von geringerer Bedeutung. Eine Veränderung der Rahmenbedingungen jedoch z.B. erneute Novelle des EEG kann sich unmittelbar auf das Risikoprofil auswirken. In diesem Sinne sind die Auswirkungen der Direktvermarktung auf die Eigenkapitalverzinsung Gegenstand aktueller Diskussionen. Es wird erwartet, dass sich durch die Direktvermarktung der Darlehensanteil an der Finanzierung reduziert. Sofern nicht die finanzielle Förderung steigt, kann sich dies negativ auf die Eigenkapitalverzinsung auswirken (Neuhoff, 2015). Eine Studie kommt darüber hinaus zu dem Ergebnis, dass u.a. höhere Risikoprämien für Kredite und höhere Eigenkapitalanforderungen an die Investoren zu erwarten sind (Nestle, 2014, S. 60 ff.).

3.5.3 Nachhaltigkeitsanalyse

Im Folgenden soll der Begriff Nachhaltigkeit im Sinne einer nachhaltigen Betriebsführung zur Renditesicherung verstanden werden. Die Nachhaltigkeit kann nur bedingt in Cashflow-Szenarien abgebildet werden. Es ist daher sicherzustellen, dass Maßnahmen zur Sicherung der Erträge und Minimierung der Ertragsrisiken ergriffen werden.

Bei Windparks ist Nachhaltigkeit der Betriebsführung insb. im Hinblick auf die Instandhaltung der technischen Ausstattung und Anlagenverfügbarkeit zu gewährleisten. Es muss gewährleistet sein, dass der Windpark während der Laufzeit eine hohe Verfügbarkeit aufweist und somit letztendlich die Eigenkapitalrendite für die Investoren sichert. Eine Einflussnahme ist insb. in der Phase der Projektentwicklung möglich. Im Minimum ist daher eine Zertifizierung der Anlagen gem. „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“ des Germanischen Lloyd einzufordern. Diese gewährleistet die Einhaltung von Mindeststandards. Darüber hinaus ist es überlegenswert, die Qualitätssicherung durch eigene Gutachter während der Bauphase sicherzustellen.

Während des Lebenszyklus des Windparks sollte durch ein „Plant Asset Management“ die Verwaltung der Vermögenswerte für eine größtmögliche Anlagenverfügbarkeit sichergestellt werden (Boewe et al., 2013, S. 289). Der Einsatz von Condition-Monitoring-Systemen kann die technische Verfügbarkeit optimieren. Wartungsbedürftige Anlagen können durch Condition Monitoring frühzeitig identifiziert werden. Technisch bedingte Ausfallzeiten und daraus resultierende Ertragseinbußen werden reduziert. Condition-Monitoring-Systeme können somit zur Reduzierung des Funktionsrisikos beitragen.

Darüber hinaus sollte die Projektgesellschaft ein umfassendes Qualitätsmanagement gem. den Anforderungen nach ISO 9001 erfüllen. Durch Verifikation der gesamten Lieferkette z.B. durch einen Supply Chain Auditor können darüber hinaus gehende Qualitätsrisiken frühzeitig erkannt werden (Boewe et al., 2013, S. 293).

4 Auswertung der Experteninterviews

4.1 Methodik der Interviews

Wie bereits dargestellt, ist der Due-Diligence-Prozess bei der Windpark-Finanzierung sehr umfangreich. Durch Experteninterviews sollen die Ergebnisse aus der Fachliteratur verifiziert werden und des Weiteren Erkenntnisse über den Ablauf und die Methodik der Due Diligence in der Praxis gewonnen werden. Darüber hinaus wurden die Gesprächspartner zu ihrer Ansicht bezüglich der aktuellen politischen Rahmenbedingungen befragt. In diesem Kontext stand insb. die Frage nach Risiken für die Finanzierung und Wirtschaftlichkeit durch veränderte Rahmenbedingungen (insb. Ausschreibungen, Direktvermarktung) im Vordergrund.

Es wurden Gespräche mit insgesamt fünf Experten geführt, die die Windpark-Finanzierung sowie den Due-Diligence-Prozess und das Risikomanagement aus unterschiedlichen Blickwinkeln u.a. durch eine Tätigkeit bei Investoren oder Anlagenherstellern kennengelernt haben. Aufgrund des Umfangs der Thematik wurden Leitfadeninterviews mit standardisierten, jedoch offenen Fragen geführt. Durch die Standardisierung sollte die Vergleichbarkeit der Aussagen gewährleistet sein. Die Expertenaussagen werden in Folgenden gem. Schema des Fragenkatalogs zusammengefasst. Die Aussagen wurden hinsichtlich Qualität beurteilt und soweit sinnvoll quantifiziert. Umfangreiche quantitative Analysen oder eine Cluster-Bildung erschienen aufgrund der geringen Anzahl der Gesprächspartner nicht sinnvoll.

Der komplette Fragenkatalog sowie eine inhaltliche Zusammenfassung der einzelnen Interviews sind im Anhang zu finden. Alle Interviews wurden telefonisch geführt.

4.2 Zusammenfassung der Experten-Einschätzungen

4.2.1 Einschätzungen zu Due Diligence und Risikomanagement

Die Methodik der Due Diligence sowie des Risikomanagements entspricht in der Praxis im Wesentlichen den Darstellungen in Kapitel 3. Die Legal Due Diligence, Technical Due Diligence und Financial Due Diligence werden als obligatorischer Bestandteil der Prüfung angesehen. Im Detail wurden unterschiedliche Vorgehensweisen dargestellt. So wird von einigen Unternehmen zu Beginn eine Red Flag Due Diligence durchgeführt, um mögliche Dealbreaker frühzeitig zu identifizieren. Grundsätzlich unterscheidet sich der Ablauf der Due Diligence in der Praxis auch zwischen Bestandsparks sowie Windparks ohne Historie. Liegen Betriebsdaten vor, so werden diese in der Due Diligence analysiert. Bestandsparks sind insofern aus Sicht der Gesprächspartner oftmals weniger risikobehaftet.

Checklisten kommen in der Due Diligence mehrheitlich nicht zum Einsatz. Teilweise werden jedoch Open-Issue-Listen während der Due Diligence geführt. Des Weiteren halten einige Unternehmen Q&A-Listen für die Beteiligten des Due-Diligence-Prozesses im Datenraum bereit.

Die Gutachten sind zumeist von den Projekt-Entwicklern zur Verfügung zu stellen und werden nicht in jedem Fall von Investoren oder Banken selbst in Auftrag gegeben. Es wurde übereinstimmend geäußert, dass min. zwei von Gutachten von namhaften und akkreditierten Gutachterbüros erwartet werden. Diese sollten den Vorgaben der TR 6 Rev. 9 der FGW entsprechen.

Die Darstellungen der Experten zum konkreten Ablauf der einzelnen Schritte der Due Diligence werden an dieser Stelle nicht umfassend dargestellt, da auch diese im Wesentlichen den Ausführungen in Kapitel 3 entsprechen. Konkrete Maßnahmen, die in Kapitel 3 nicht dargestellt und teilweise in den Gesprächen genannt wurden, sind u.a.:

- Betonproben am Standort zur Verifikation der Materialqualität

- Überprüfung der Grunddienstbarkeiten bei Zufahrtswegen. Es wird geprüft, ob die Zufahrtswege während der gesamten Laufzeit des Windparks jederzeit den Austausch auch größerer Komponenten wie z.B. der Rotorblätter ermöglichen.

Einige Themen wurden von den Experten als besonders relevant angesehen bzw. bilden einen Schwerpunkt in der Due Diligence der Unternehmen. Hierzu zählen die Windgutachten, die Flächensicherung, die Überprüfung der Verträge sowie ggf. Auflagen bei Genehmigung und Bau von Windparks. Für Banken sei des Weiteren ein umfassendes Versicherungspaket von Bedeutung. Grundsätzlich werden von den Unternehmen jedoch sehr ähnliche Schwerpunkte gesetzt.

Während der Due Diligence werden immer wieder juristische, technische oder wirtschaftliche Probleme festgestellt. Die Gesprächspartner waren mehrheitlich der Ansicht, dass die in Tabelle 4.1 genannten Punkte die häufigsten Problemquellen sind:

Problem	Mögliche Ursachen
Flächensicherung einschl. Dienstbarkeiten	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Flurzersplitterung und in der Folge lange Verhandlungen • Widerstände unter Grundstückseigentümern
Fehlerhafte Windgutachten	<ul style="list-style-type: none"> • Unterschiedliche Auffassungen der Beteiligten • Nicht alle spezifischen Themen berücksichtigt (z.B. Abschaltungen) • Daten nicht aktuell

Tabelle 4.1: Expertenaussagen zu Problemen in der Windpark-Planung

Darüber hinaus treten immer wieder Probleme bei vertragsspezifischen Themen hinsichtlich der Garantien und Haftung auf. Des Weiteren kommt es häufiger zu juristischen Problemen bei der Genehmigung z.B. aufgrund von Einsprüchen durch Naturschutzverbände.

Vielfach wurde geäußert, dass ein Projekt sobald eine Genehmigung vorliegt i.d.R. auch realisiert wird. Dies sei vor allem durch die langjährige Erfahrung in der Entwicklung von Windpark-Projekten zu begründen.

4.2.2 Einschätzungen zu Wirtschaftlichkeitsfaktoren

Die Befragten sind ausnahmslos der Ansicht, dass der Windertrag und die Vergütung pro kWh die wichtigsten Parameter für die Wirtschaftlichkeit eines Windparks sind. Die Kostenkomponenten haben demnach überwiegend wenig Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Die wichtigsten Kostenfaktoren sind nach Ansicht der Gesprächspartner die Pachtaufwendungen sowie Wartungsverträge. Es folgen die Aufwendungen für kaufmännische und technische Betriebsführung. Geringfügigen Einfluss haben des Weiteren die Versicherungen und die Steuerquote am Standort. Die Finanzierungskosten werden aufgrund des niedrigen Zinsniveaus überwiegend als unproblematisch angesehen. Auch eine Geldentwertung durch Inflation wird von den Gesprächspartnern gegenwärtig nicht erwartet.

4.2.3 Einschätzungen zu den politischen Rahmenbedingungen

Zum Thema Solvency II konnten sich nicht alle Gesprächspartner äußern, da es nach deren Aussage vielfach in den Unternehmen noch nicht thematisiert wurde. Dies liegt u.a. daran, dass nicht alle Gesprächspartner einen unmittelbaren Bezug zur Versicherungsbranche haben. Alle Befragten gehen jedoch davon aus, dass Solvency II für Versicherungen ein wichtiges Thema ist und intern hohe Anforderungen gestellt werden. Ein Gesprächspartner äußerte die Vermutung, dass Solvency II sich nur „mittelbar“ auswirken wird und bedeutend weniger Einfluss nimmt als die Veränderungen des Regulierungsrahmens durch weitere EEG-Novellen. Des Weiteren werden auf Asset-Ebene keine Auswirkungen erwartet.

Die Auswirkungen der aktuellen EEG-Novelle sind Gegenstand derzeitiger Diskussionen in der Branche. Es werden verschiedene Auffassungen vertreten. Im Vergleich der Interviews konnten schematische Ähnlichkeiten bei den Antworten festgestellt werden. Daraus wurden folgende generalisierte Aussagen abgeleitet, die in Tabelle 4.2 dargestellt werden:

Aussage	Ja	Nein	k. A.
Das Ausschreibungsmodell wird die Finanzierung wesentlich verändern	1	4	–
Der Konkurrenzdruck auf dem Markt wird durch Ausschreibungen steigen	4	–	1
Die Direktvermarktung wird entscheidenden Einfluss nehmen	2	3	–

Tabelle 4.2: Expertenaussagen zum EEG 2017

Einige Gesprächspartner gehen weiterhin davon aus, dass die Tarife sinken werden und „einige Projekte auf dem Markt am Rande der Wirtschaftlichkeit stehen werden“. Das Hauptziel der Ausschreibungen sei, die Energiekosten zu senken. Teilweise wurde die Meinung geäußert, dass auch Banken sich aufgrund des Ausschreibungsmodells stärker absichern werden und ggf. höhere Sicherheiten und Kreditzinsen verlangen.

Die Direktvermarktung wurde von den Gesprächspartnern gegenüber der festen Einspeisevergütung mehrheitlich als riskanter angesehen. Einen entscheidenden Einfluss für die weitere Entwicklung der Branche sehen trotz dessen nicht alle Interviewpartner. Für andere wiederum liegt bereits heute das Hauptaugenmerk auf der „Steuerung der Umsätze“ aus der Direktvermarktung.

Im Hinblick auf das Entwicklungspotenzial der Branche äußerten sich die Gesprächspartner überwiegend optimistisch. Der Ausbau Erneuerbaren Energien sei weiterhin politisch gewollt und werde auch zukünftig betriebswirtschaftlich realistisch sein. Dennoch könne der Konkurrenzdruck steigen und sich die Unternehmenslandschaft verändern. Die Akteure werden sich konzentrieren müssen. Eine langfristige Prognose ist aus Sicht der Gesprächspartner aufgrund der regelmäßigen Novellierung des EEG kaum möglich. Grundsätzlich wird das langfristige Entwicklungspotenzial als positiv angesehen. Der Innovationsdruck werde jedoch anhalten. Es gelte demnach, die Stromgestehungskosten zu reduzieren und die Netzparität¹⁸ zu erreichen.

¹⁸ Gleichheit der Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien und konventioneller Energie

4.3 Schlussfolgerungen

Die Durchführung der Due Diligence unterscheidet sich je nach Unternehmen. Die grundlegenden Mechanismen sind jedoch stets dieselben und decken sich mit den Erkenntnissen aus der Fachliteratur. Auch hinsichtlich der Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit stimmen die Einschätzungen von Fachliteratur und Experteninterviews weitestgehend überein. Dies ist u.a. durch umfassende Erfahrungen über die Wirtschaftlichkeit bestehender Windparks zu begründen.

Grundsätzlich ist feststellbar, dass Themen, die von den Gesprächspartnern als wichtig hervorgehoben wurden zugleich auch häufig Problemquellen sind und einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Dies trifft insb. auf die Windgutachten und Grunddienstbarkeiten zu. Insofern sind die Probleme im Zusammenhang mit Windgutachten und Grunddienstbarkeiten in angemessenem Umfang in der Best-Practice-Checkliste zu berücksichtigen. Darüber hinaus ging aus den Interviews hervor, dass insb. vertragsrechtliche Aspekte (nicht nur bei Grunddienstbarkeiten) Probleme bereiten. Insofern ist in der Best-Practice-Checkliste auf die Vollständigkeit und Korrektheit der Verträge Wertzulegen.

Weiterhin ist erkennbar, dass in der Branche in Bezug auf die EEG-Novelle noch große Unsicherheit herrscht. Konsens besteht in weiten Teilen dahingehend, dass der Konkurrenzdruck durch das Ausschreibungsmodell steigen wird. Bezüglich der Auswirkungen der Direktvermarktung werden sehr unterschiedliche Positionen vertreten. Dies ist wahrscheinlich u.a. durch einen Mangel an Langzeiterfahrung mit der Direktvermarktung zu erklären. Des Weiteren sind die zukünftigen Entwicklungen am Strommarkt (z.B. Auswirkungen der Sechsstunden-Regel) derzeit unabsehbar.

5 Entwicklung einer Best-Practice-Checkliste

5.1 Ergebnisaufbereitung/ Methodik

In die Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen fließen sowohl die Erkenntnisse aus der Fachliteratur als auch der Experteninterviews ein. Die Checkliste ist nach Standortqualität sowie rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekten gegliedert. Diese Aufteilung entspricht der Gliederung des Hauptteils dieser Arbeit und ist eine in der Fachliteratur und Praxis (siehe Experteninterviews) verbreitete Form der Differenzierung.

Die Standortqualität wird durch das Windpotenzial bestimmt. Insofern liegt hier der Schwerpunkt auf den Windgutachten. Bei den rechtlichen Aspekten werden genehmigungsrechtliche Faktoren, Besitzverhältnisse und vertragsrechtliche Aspekte berücksichtigt. Weiterhin umfasst dieser Bereich die Überprüfung der Betreibergesellschaft. Die Kontrolle der technischen Aspekte umfasst das Windpark-Layout, die Anlagentechnik sowie den Netzanschluss. Bei der Kontrolle wirtschaftlicher Aspekte liegt der Schwerpunkt bei der Projektfinanzierung sowie den Cashflow-Analysen. Am Ende der Checkliste sollen die wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst werden.

Die Checkliste soll eine angemessene Überwachungsmöglichkeit bieten, um den Grundsatz unternehmerischer Vorsicht gem. Solvency II einzuhalten. Insofern ist durch die Checkliste zu verifizieren, dass alle spezifischen Risiken in der Due Diligence in angemessenem Umfang berücksichtigt wurden. Darüber hinaus soll die Checkliste die Einhaltung der Vorgaben bezüglich der Reduzierung der Solvenzkapitalanforderungen bei Infrastrukturinvestments sicherstellen.

5.2 Best-Practice-Checkliste

Checkliste für interne Kontrollen von Windpark-Investments nach Solvency II

Allgemeines

Projekt

Gesamtverantwortlicher

1 | Standortqualität

1.1 | Beurteilung der Windverhältnisse/ Windgutachten

Durchgeführt von:

Windgutachten

Gutachterbüro

Bemerkungen

Aspekt

Ok?

Liegen min. zwei Windgutachten von akkreditierten Gutachterbüros vor?

Wurde die Gutachten auf Einhaltung der Mindeststandards gemäß Technischer Richtlinie 6 Revision 9 der Fördergesellschaft Windenergie überprüft?

Wurde die Datengrundlagen der Windgutachten analysiert und verifiziert?

(Datengrundlage = Indexdaten, Reanalysedaten oder Windmessungen)

- Liegen min. zwei unabhängige Datengrundlagen vor?
- Skaliert min. eine Datengrundlage den Windertrag auf einen Langfristbezug?
- Bei Windmessung: Liegt eine Dokumentation des Messvorgangs vor?

Ermitteln alle Windgutachten eine mittlere Windgeschwindigkeit von min 5-6 m/s und konnten die angegebenen Geschwindigkeiten durch die Analyse bestätigt werden?

Ist eine Qualitätsüberprüfung der Windgutachten durch Standortbegehung und/ oder durch Plausibilisierung mit anderen Datengrundlagen durchgeführt worden?

Wird die Standortqualität durch einen Referenzertrag von min. 80 % bestätigt?

Wurden Einschränkungen des Energieertrages aufgrund naturschutzrechtlicher bzw. immissionsschutzrechtlicher Aspekte im Gutachten bzw. in der Due Diligence analysiert?

Berücksichtigen die Gutachten Aspekte der thermischen Schichtung sowie klimatische Bedingungen bzw. wurden evtl. Einflüsse in der Due Diligence analysiert?

Wurde der prognostizierte Energieertrag verschiedenen Stresstest-Szenarien unterzogen?

Bemerkungen:

2 | Rechtliche Rahmenbedingungen

2.1 | Prüfung von Umweltbeeinträchtigungen

Durchgeführt von:		
Aspekt		Ok?
Wurde das Ergebnis der Umweltverträglichkeitsprüfung (sofern erforderlich) angefordert und auf Bestandskraft überprüft?		
Konnte sichergestellt werden, dass der Windpark nicht in Ausschlussgebieten gem. BNatSchG realisiert werden soll und die notwendigen Mindestabstände zu Ausschlussgebieten eingehalten werden?		
<u>Bei Planung im Umfeld von Natura2000-Gebieten:</u> Wurde das Projekt hinsichtlich möglicher Auflagen und Bauverzögerungen untersucht?		
Wurde geprüft, dass es zu keinen Umweltbeeinträchtigungen im Sinne des § 15 Abs. 1 BNatSchG kommt?		
Sofern unvermeidliche Umweltbeeinträchtigungen im Sinne des § 15 Abs. 2 BNatSchG auftreten, wurden die Kosten durch evtl. Kompensationsmaßnahmen berücksichtigt?		
Wurden möglicherweise genehmigungsgefährdende Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes untersucht bzw. eine Sichtfeldanalyse angefordert und beurteilt?		
Bemerkungen:		

2.2 | Prüfung der Besitzverhältnisse

Durchgeführt von:		
Aspekt		Ok?
Verfügt das Projekt über die erforderlichen Pachtverträge für die Standorte der Windkraftanlagen einschließlich Zufahrtswegen, Netzanschlussflächen und Kranstellflächen? <ul style="list-style-type: none"> • Wenn nicht, wurde überprüft, ob die plangemäße Fertigstellung gefährdet ist? 		
Wurden die Pachtverträge hinsichtlich Inhalt und Bestandskraft untersucht? <u>Inhaltliche Anforderungen:</u> <ul style="list-style-type: none"> • Laufzeit von Pachtverträgen = Laufzeit des Windparks • Keine außerordentlichen Kündigungen seitens des Verpächters möglich • Kein Verpächterpfandrecht gem. § 592 BGB 		
Wurde überprüft, dass die Zufahrtwege jederzeit (auch während des Betriebes) den Transport großer Komponenten wie der Rotorblätter ermöglichen?		
Besteht eine schuldrechtliche und dingliche Sicherung durch Grundbucheintragung?		
Wurden die Pachtverträge auf Einhaltung bau- und naturschutzrechtlicher Abstandsflächen untersucht?		
Bemerkungen:		

2.3 Prüfung der bauordnungs- und bauplanungsrechtlichen Bedingungen		
Durchgeführt von:		
Turbulenzgutachten/ Standsicherheitsnachweise o.ä. (wenn vorhanden)		
Gutachterbüro	Bemerkungen	
Aspekt	Ok?	
Wurden Standsicherheitsnachweise/ Turbulenzgutachten angefordert und verifiziert?		
Befindet sich der geplante Windpark in einem Windenergieeignungsgebiet und ist das Gebiet rechtsverbindlich durch Bebauungsplan bzw. Flächennutzungsplan für die Windenergienutzung vorgesehen? <ul style="list-style-type: none"> Wurde die materiell-rechtliche Bindungskraft in der Due Diligence geprüft? 		
Konnten Genehmigungsrisiken unter bauplanungsrechtlichen sowie bauordnungsrechtlichen Aspekten ausgeschlossen werden?		
<u>Bei Waldstandorten:</u> Wurde die Einhaltung der forstrechtlichen Bedingungen überprüft?		
Bemerkungen:		

2.4 Prüfung der Genehmigung gem. BImSchG		
Durchgeführt von:		
Genehmigungsbehörde	Genehmigungsverfahren (§10/ §19 BImSchG)	
Schall- bzw. Schattengutachten		
Gutachterbüro	Bemerkungen	
Aspekt	Ok?	
Wurde die Eintrittswahrscheinlichkeit von Genehmigungsrisiken aufgrund von Klagen beurteilt? (Insb. bei Genehmigung gem. §19 BImSchG von hoher Relevanz)		
Wurde die Genehmigung einer materiell-rechtlichen Prüfung unterzogen? <u>Mindestanforderungen an die materiell-rechtliche Prüfung:</u> <ul style="list-style-type: none"> Einhaltung von Abstandsflächen, Landschafts- und Artenschutz sowie Grenzwerten von Schall- und Schattenimmissionen 		
Befinden sich die Schall- und Schattenimmissionen innerhalb der Grenzwerte und sind diese gutachterlich bestätigt sowie durch die Due Diligence verifiziert?		
Wurden die wirtschaftlichen Auswirkungen potenzieller Abschaltungen aufgrund von Schall- oder Schattenimmissionen analysiert?		
Bemerkungen:		

2.5 Beurteilung von Generalunternehmer- und Wartungsvertrag	
Durchgeführt von:	
Aspekt	Ok?
Wurden sowohl der Generalunternehmer als auch die Subunternehmer überprüft?	
Konnten die Zeitpläne des Generalunternehmers verifiziert werden, um Risiken von Verzögerungen im Bauablauf zu minimieren?	
Wurde Stresstest durchgeführt, welche die Auswirkungen von Bauverzögerungen bzw. der Insolvenz einer Baufirma berücksichtigen?	
Wurde der Generalunternehmervertrag durch Rechtsanwälte überprüft? <u>Mindestanforderungen an Prüfung:</u> <ul style="list-style-type: none"> • Eindeutige Leistungsbeschreibung • Übertragung wesentlicher Fertigstellungsrisiken auf den Generalunternehmer 	
Wurde der Wartungsvertrag durch Rechtsanwälte überprüft? <u>Mindestanforderungen an Prüfung:</u> <ul style="list-style-type: none"> • Eindeutige Leistungsbeschreibung • Laufzeit des Wartungsvertrages von min. 10 Jahren • Verfügbarkeitsgarantie von 98 % • Haftung des Wartungsauftragnehmers bei Verfehlung der Verfügbarkeitsgarantie 	
Wurden die Prämissen der angegebenen Verfügbarkeitsgarantie untersucht?	
Bemerkungen:	

2.6 Überprüfung der Betreibergesellschaft	
Durchgeführt von:	
Aspekt	Ok?
Wurde die Betreiber-/ Projektgesellschaft gemäß Vorgaben des deutschen Handelsrechts gegründet und im Handelsregister eingetragen?	
Hat die Prüfung ergeben, dass keine Insolvenzverfahren beantragt oder eröffnet wurden?	
Wurde sichergestellt, dass die Jahresabschlüsse der vergangenen Perioden (wenn vorhanden) keine Unregelmäßigkeiten aufweisen?	
Könnten steuerliche Risiken durch Prüfung von Steuererklärungen und -bescheiden (wenn vorhanden) ausgeschlossen werden?	
Verfügt die Betreibergesellschaft über ein zertifiziertes Qualitätsmanagement?	
Bemerkungen:	

3 | Technische Rahmenbedingungen

3.1 | Beurteilung des Windpark-Layouts

Durchgeführt von:		
Aspekt		Ok?
Liegen Dokumente über eine Abschattungsanalyse vor und wurden diese in der Due Dilligence analysiert und verifiziert?		
Erreicht der Windpark einen Parkwirkungsgrad von min. 80 %?		
Wurde die Korrektheit des Parkwirkungsgrades unter Berücksichtigung der Windrichtungsverteilung, den Prämissen des prognostizierten Energieertrages sowie der Anlagentechnik verifiziert?		
Wurde das Windpark-Layout hinsichtlich möglicher Einschränkungen z.B. aus naturschutzrechtlichen Gründen oder Abstandsflächen untersucht?		
Bemerkungen:		

3.2 | Beurteilung der Windkraftanlagen

Durchgeführt von:		
Aspekt		Ok?
Kommt ausschließlich bewährte Technik zum Einsatz?		
Konnte sichergestellt werden, dass die Windkraftanlagen für den Standort geeignet ist?		
Sind alle Anlagen gem. „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“ des Germanischen Lloyd zertifiziert?		
Wurde die Qualitätssicherung während des Anlagenbaus durch Gutachter sichergestellt?		
Wurde das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Anlagen überprüft?		
<u>Anforderungen an Prüfung:</u>		
<ul style="list-style-type: none"> • Optimales Verhältnis von Rotorkreisfläche zu Nennleistung • Analyse von Optimierungspotenzial bei Stromgestehungskosten 		
Ist im Hinblick auf Kosten durch Wartungsverträge sowie Stromgestehungskosten ein wirtschaftlicher Betrieb jeder Anlage im Windpark sichergestellt?		
Wurde jede Anlage hinsichtlich der Schallimmissionen und ggf. Optimierungspotenzial untersucht?		
Wurden technische Verluste u.a. durch den Wirkungsgrad der mechanischen und elektrischen Bauteile berücksichtigt?		
Bemerkungen:		

3.3 Beurteilung des Netzanschlusses	
Durchgeführt von:	
Aspekt	Ok?
Wurde die technische Umsetzbarkeit des geplanten Netzanschlusses sichergestellt?	
Erfüllt der Netzanschluss die Voraussetzungen der Systemdienstleistungsverordnung?	
Wurde die Netzverträglichkeit der Windkraftanlagen gem. Technischer Richtlinie 3 der Fördergesellschaft Windenergie überprüft?	
Liegt eine Einspeisezusage des Netzbetreibers vor?	
Wurde der Netzanschlussvertrag durch Rechtsanwälte überprüft?	
Wurden die angegebenen Netzanschlusskosten sowie Netzverluste analysiert? <ul style="list-style-type: none"> Konnte durch die Maßnahmen eine Plausibilisierung des Nettoenergieertrages unter Berücksichtigung aller Netz- und Systemverluste vorgenommen werden? 	
Liegen belastbare Informationen bezüglich Stabilität und Belastbarkeit des Netzes vor?	
Wurden mögliche Ertragseinbußen aufgrund von Abschaltungen im Rahmen des Einspeisemanagements analysiert?	
Wurden mögliche Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regel analysiert?	
Bemerkungen:	

4 | Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

4.1 Überprüfung der Finanzierungsstruktur/ Risikoallokation	
Durchgeführt von:	
Aspekt	Ok?
Wurde die Risiken der Investition durch Allokation nach Grundsatz der Kontrollfähigkeit und Risikotragfähigkeit auf die Projektbeteiligten übertragen?	
Liegt ein ausreichendes Versicherungspaket vor? <u>Mindestanforderung:</u> <ul style="list-style-type: none"> Allgefahren-Sachversicherung Ertragsausfallversicherung (Umwelt)-Haftpflichtversicherung 	
Wird die Haftungsbeschränkung durch ein beschränktes Rückgriffrecht bzw. Ausschluss des Rückgriffs sichergestellt?	
Ist die Eigenkapitalquote unter Berücksichtigung des Risikoprofils angemessen?	
Konnten alle Anforderungen der an der Finanzierung beteiligten Bank erfüllt werden?	
Bemerkungen:	

5.3 Handlungsempfehlungen

Anhand der Best-Practice-Checkliste kann eine Kontrolle des Investitionsvorhabens vorgenommen werden. Sofern alle in der Checkliste genannten Anforderungen erfüllt sind, ist von einem geringen Gesamtrisiko der Investition auszugehen. Weiterhin bestätigt die Erfüllung aller Anforderungen, dass der Grundsatz der unternehmerischen Vorsicht durch die Due Diligence eingehalten wurde und das Projekt darüber hinaus mit hoher Wahrscheinlichkeit eine gute Eigenkapitalverzinsung erzielt. Das Ergebnis kann ggf. noch durch weitere Kontrollinstrumente verifiziert werden. Grundsätzlich kann jedoch unter dieser Voraussetzung der Investition zugestimmt werden.

Sind einige Voraussetzungen der Checkliste nicht erfüllt, so sind die Verantwortlichen zu kontaktieren. Ggf. können weitere Dokumente oder Nachprüfungen angefordert werden. Anderenfalls ist die Relevanz der nicht erfüllten Voraussetzungen zu berücksichtigen. In diesem Sinne kann ggf. eine Differenzierung der nicht erfüllten Voraussetzungen z.B. durch ein Ampelsystem vorgenommen werden. Weiterhin ist zu prüfen, ob die nicht erfüllten Anforderungen für den jeweiligen Standort relevant sind. Auf dieser Basis kann dann das weitere Vorgehen bestimmt werden.

Grundsätzlich liefert die Checkliste Erkenntnisse über die Qualität und Unabhängigkeit der Due Diligence. Qualitative Mängel in Teilbereichen der Due-Diligence-Prüfung können durch die Checkliste aufgedeckt werden. In der Folge können ggf. personelle Maßnahmen ergriffen werden, um die Ergebnisqualität zukünftiger Due-Diligence-Prüfungen zu verbessern.

Die Vergabe wichtiger Prüfungsaspekte an externe Berater gewährleistet darüber hinaus ein hohes Maß an Unabhängigkeit in der Due Diligence. Insbesondere bei juristischen Themen ist ein hohes Maß an Rechtssicherheit zu gewährleisten. Insofern ist es sinnvoll, Rechtsanwälte in den Due-Diligence-Prozess miteinzubeziehen. Anhand der Checkliste kann nachvollzogen werden, inwiefern die Unabhängigkeit in der Prüfung gewährleistet ist und ob ggf. einzelne Prüfungsaspekte durch externe Berater verifiziert werden sollten.

6 Schlussbetrachtung

6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Diese Arbeit hat sich mit dem Risikomanagement von Kapitalverwaltungsgesellschaften bei Windpark-Investitionen auseinandergesetzt. Das Ziel der Arbeit war die Entwicklung einer Best-Practice-Checkliste für interne Kontrollen von Windpark-Investitionen nach Solvency II.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Risiken von Windpark-Investitionen dargestellt und Handlungsempfehlungen für das Risikomanagement in der Due Diligence entwickelt. Dabei konnte festgestellt werden, dass sowohl in rechtlicher als auch technischer und wirtschaftlicher Hinsicht Risiken auftreten. Wesentliche Erkenntnis war, dass insb. Fehleinschätzungen der Windverhältnisse entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben können. Mit dem Cashflow-Modell sowie den darauf angewandten Analysen wurden Modelle zur Risikobewertung von Windpark-Investitionen vorgestellt.

Die Experteninterviews lieferten Erkenntnisse über den Ablauf und die Schwerpunkte der Due Diligence in der Praxis. In den Interviews wurden vor allem die Windgutachten sowie Grunddienstbarkeiten als wesentliche Problemquellen angeführt. Darüber hinaus wurde in den Interviews eine verbreitete Unsicherheit hinsichtlich der weiteren Entwicklung der Branche sichtbar.

Die Best-Practice-Checkliste fasst schließlich die Erkenntnisse aus Fachliteratur und Experteninterviews zusammen und gliedert diese in Standortqualität sowie rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte.

6.2 Fazit und Ausblick

Die entwickelte Best-Practice-Checkliste stellt ein für Umfang und Komplexität der Risiken angemessenes Instrument für interne Kontrollen dar. Die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Risiken der Windpark-Finanzierung werden von der Best-Practice-Checkliste abgebildet. Die Best-Practice-Checkliste stellt insofern sicher, dass in der Due Diligence des Portfolio-Managements die spezifischen Risiken der Windpark-Finanzierung in angemessenen Umfang analysiert wurden und der Grundsatz der unternehmerischen Vorsicht eingehalten wurde. Insofern stellt die entwickelte Best-Practice-Checkliste für Versicherungsunternehmen ein Kontrollinstrument für die Einhaltung der Solvency-II-Richtlinie im Risikomanagement und den internen Kontrollen dar.

Im Rahmen einer weiteren wissenschaftlichen Betrachtung bildet die Best-Practice-Checkliste eine Grundlage für die Anwendung auf andere Szenarien. Interessant ist in diesem Sinne die Anwendbarkeit der Checkliste für andere europäische Länder, da die Solvency-II-Richtlinie auch für Versicherungen in anderen Ländern der Europäischen Union gilt. Weiterhin wäre die Entwicklung einer spezifischen Checkliste für Offshore-Windparks sowie Repowering-Projekte für die Projektbeteiligten von Interesse. Insofern ist zu analysieren, inwiefern die Erkenntnisse adaptierbar sind und ggf. Anpassungen vorgenommen werden müssen.

Der Ausblick auf die weitere Entwicklung der Windenergie-Branche im Allgemeinen und der Projektfinanzierung im Speziellen wird durch die regelmäßige Novellierung der gesetzlichen Grundlagen erschwert. Die konkreten Auswirkungen der veränderten Rahmenbedingungen wie insb. Ausschreibungen und Direktvermarktungen sind in der Fachliteratur, der wissenschaftlichen Betrachtung sowie unter Branchenvertretern umstritten. Im Detail ist die Konzeption der Checkliste unter Berücksichtigung der weiteren Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen ggf. an veränderte Voraussetzungen anzupassen. In der vorliegenden Konzeption bildet die Checkliste jedoch derzeit und in absehbarer Zukunft ein geeignetes Instrument für interne Kontrollen von Windpark-Investitionen.

Literaturverzeichnis

- Agatz, Monika: Windenergie Handbuch, 12.2005. URL: <http://windenergie-handbuch.de/wp/wp-content/uploads/2016/02/Windenergie-Handbuch-2015.pdf>, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- BaFin: Vorbereitung auf Solvency II: Interne Kontrollen und interne Revision, 09.07.2014. URL:https://www.bafin.de/SharedDocs/Veroeffentlichungen/DE/Berichte/vorbereitung_ol_vency_II_int_kontrollen_u_revision_va.html, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- BaFin: Auslegungsentscheidungen: ORSA, 23.12.2015. URL: http://www.bafin.de/SharedDocs/Downloads/DE/Auslegungsentscheidung/dl_ae_or_sa_va.pdf;jsessionid=9313D612A31E617ECE790850F9C6FB0C.1_cid390?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- BDEW: Technische Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 6.2008, URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf), zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, 18.02.2016. URL: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/7BD63123F7C9A76BC1257F61005AA45F/\\$file/160218_Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/7BD63123F7C9A76BC1257F61005AA45F/$file/160218_Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf), zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Betreiber-Datenbasis: Einführung in den BDB-Index der Betreiber Datenbasis (BDB), 2011. URL: Von <http://www.btrdb.de/PDF/IndexV2011Einfuehrung.pdf>, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Boenigk, Nils; Schneider, Daniel: Planungsrecht & Erneuerbare Energien, in: Renew's Spezial 62 (12.2012).
- Boewe, Marius et al: Leitfaden Windenergie - Planung, Finanzierung und Realisierung von Onshore-Windenergieanlagen, Stuttgart (Richard Boorberg Verlag), 2013

- Böttcher, Jörg et al.: Handbuch Windenergie - Onshore-Projekte: Realisierung, Finanzierung, Recht und Technik, München (Oldenbourg Wissenschaftsverlag), 2012
- Böttcher, Jörg et al.: Projektfinanzierung: Risikomanagement und Finanzierung, München (Oldenbourg Wissenschaftsverlag), 2013
- Bowen, Anthony J.; Mortensen, Niels G.: Exploring The Limits Of WASP: The Wind Atlas Analysis And Application Program, 1996. URL: http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:68214/datastreams/file_116681565/content, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Bundesnetzagentur: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, 07.03.2014. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Bungartz, Oliver: Handbuch Interne Kontrollsysteme (IKS) - Steuerung und Überwachung von Unternehmen, Berlin (Erich Schmidt Verlag), 2011
- Busse von Colbe, Walter; Laßmann, Gert; Witte, Frank: Investitionstheorie und Investitionsrechnung, Heidelberg (Springer Gabler), 2015
- BWE: Windenergie im Binnenland - Handbuch der Wirtschaftlichkeit und Projektplanung an Binnenlandstandorten, Berlin (Bundesverband Windenergie), 2013
- BWE: Installierte Windenergieleistung in Deutschland, 06.06.2016. URL: <https://www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland/installierte-windenergieleistung-deutschland>, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Deutscher Wetterdienst: Karten zur Windkraftnutzungseignung: Referenzertragskriterium nach EEG, 2013. URL: ftp://ftp.dwd.de/pub/CDC/grids_germany/multi_annual/wind_parameters/Wind1981-2000_EEG_Info.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- DEWI: Kurzstudie zum 1-stufigen EEG-Vergütungsmodell im Rahmen der Ausschreibung für Windenergieprojekte, 23.10.2015. URL: http://www.lee-nrw.de/wp-content/uploads/2015/11/DEWI_RS15_04608_final.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016

- Döring, Stefan: Energieerzeugung nach Novellierung des EEG - Konsequenzen für regenerative und nicht regenerative Energieerzeugungsanlagen. Heidelberg (Springer Vieweg), 2015
- Durstewitz, Michael et al.: Meer - Wind - Strom: Forschung am ersten deutschen Offshore-Windpark alpha ventus, Wiesbaden (Springer Fachmedien), 2016
- EIOPA: Final Report on Consultation Paper no. 15/004 on the Call for Advice from the European Commission on the identification and calibration of infrastructure investment risk categories, 29.09.2015. URL: <https://eiopa.europa.eu/Publications/Consultations/EIOPA-BoS-15-223%20Final%20Report%20Advice%20infrastructure.pdf>, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Energy Brainpool: Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regel gem. § 24 EEG 2014, 26.11.2014. URL: https://www.windenergie.de/sites/default/files/download/publication/zukuenftige-auswirkungen-der-sechs-stunden-regelung-gemaess-ss-24-eeg-2014/2014-12-11_bwe_sechsstunden-regelung_energybrainpool.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Fachagentur Windenergie: Hintergrundpapier: Schallimmissionen von Windenergieanlagen, 08.2011. URL: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Schall/2011-08-30_RIB_Hintergrundpapier-Schallimmissionen_FA-Wind.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Falkenberg, Doris: Marktanalyse - Windenergie an Land: Untersuchung im Rahmen des Vorhabens IIE zur Stromerzeugung aus Windenergie, 18.02.2015. URL: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/studie-windenergie-an-land,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Hau, Erich: Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Heidelberg (Springer Vieweg), 2014
- Hauser, Eva et al.: (2014). Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, 26.6.2014. URL: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/IZES20140627IZESBEE_EE-Ausschreibungen.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Heier, Siegfried: Nutzung der Windenergie, Stuttgart (Fraunhofer IRB Verlag), 2016
- Jarass, Lorenz; Obermair, Gustav M.; Voigt, Wilfried: Windenergie - Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. Heidelberg (Springer), 2009

- Kleine, Jens; Schulz, Thomas Christian; Krautbauer, Matthias: Infrastrukturinvestment, Wiesbaden (Springer Fachmedien), 2015
- Krügler, Eberhard; Christoph, Schmitt: Projektverträge im Anlagenbau und für vergleichbare Investitionsprojekte, Heidelberg (Springer-Verlag), 2013
- Nestle, Uwe: Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen, 4.2014. URL: http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/140407_bund_klima_energie_buergerenergie_studie.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Neuhoff, Karsten: Direktvermarktung erneuerbarer Energien schafft neue Risiken für Investoren, in: DIW-Wochenbericht 21 (2015), S. 509.
- Niedersächsischer Landkreistag e. V.: Naturschutz und Windenergie - Hinweise zur Berücksichtigung des Naturschutzes und der Landschaftspflege bei Standortplanung und Zulassung von Windenergieanlagen, 10.2014. URL: http://www.nlt.de/pics/medien/1_1414133175/2014_10_01_Arbeitshilfe_Naturschutz_und_Windenergie__5__Auflage__Stand_Oktober_2014_Arbeitshilfe.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Pomp, Thomas: Praxishandbuch Financial Due Diligence, Wiesbaden (Springer Fachmedien), 2015
- Ratzbor, Günter: Windenergieanlagen und Landschaftsbild - Zur Auswirkungen von Windrädern auf das Landschaftsbild, 28.3.2011: URL: <http://www.dnr.de/downloads/thesenpapier-landschaftsbild.pdf>, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Sarialtin, Mehmet: Eine Analyse zu den Auswirkungen von Basel III und Solvency II - Der Shareholder-Value-Ansatz am Wendepunkt. Wiesbaden (Springer Fachmedien), 2015
- Schwartz, Herbert; Herholz, Axel; von Bremen, Johannes: *Veränderung der Windverhältnisse in der Vergangenheit und Zukunft*, 2009. URL: http://www.anemos-jacob.com/download/Vortrag_Windmesse09.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016
- Sensfuß, Frank: Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien, 13.09.2013. URL: http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Merit-Order-2012_final.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016

TU Berlin; FA Wind & WWU Münster: Vermeidungsmaßnahmen bei der Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen - Bundesweiter Katalog von Maßnahmen zur Verhinderung des Eintritts von artenschutzrechtlichen Verbotstatbeständen nach §44 BNatSchG. 2015. URL: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_Vermeidungs-massnahmen_10-2015.pdf, zuletzt abgerufen am 14.08.2016

Valentin, Florian; Antonow, Katrin: Tipps für die Pacht, in Erneuerbare Energien (2.2014).

Weiß, Clemens: Energiezukunft: Von Deutschland soll in zwei Windkraftzonen aufgeteilt werden, 07.06.2016. URL: <http://www.energiezukunft.eu/umwelt/politik/deutschland-soll-in-zwei-windkraftzonen-aufgeteilt-werden-gn104106/>, zuletzt abgerufen am 14.08.2016

Wengert, Holger; Schnittenhelm, Frank Andreas: Corporate Risk Management, Heidelberg (Springer Gabler), 2013

Anhang

Inhaltsverzeichnis

Fragenkatalog für die Experteninterviews.....	80
Zusammenfassung der Experteninterviews.....	81
Herr Udo Follrichs BayWa r.e. Wind GmbH.....	81
Frau Julie Lahellec Nordex SE.....	85
Frau Carolin Vierhaus Aquila Capital Concepts GmbH.....	89
Herr Alexander Weidenbach Ebner Stolz GmbH & Ko. KG.....	92

Fragenkatalog für die Experteninterviews

1. Beschreiben Sie kurz Ihr Tätigkeitsfeld.
 - a. Welche Erfahrungen haben Sie im Risikomanagement bzw. bei Due-Diligence-Prüfungen von Windpark-Projekten?
 - b. Inwiefern begleiten Sie/ Ihr Unternehmen diese Projekte aktiv?
2. Beschreiben Sie den Ablauf einer Due-Diligence-Prüfung bei Windparks.
 - a. Welche Methodik wird verfolgt? Gibt es Checklisten oder vergleichbares?
 - b. Werden eigene Gutachten angefordert oder bestehende Gutachten analysiert?
3. Welche Aspekte sind Ihrer Meinung nach bei der Due-Diligence-Prüfung für Windpark-Investitionen besonders wichtig?
 - a. Werden in Ihrem Unternehmen besondere Schwerpunkte in der Due-Diligence-Prüfung gesetzt? Wenn ja, welche Gründe hat dies?
4. Bei welchen Schritten der Planung, Finanzierung und Realisierung von Windpark-Projekten treten in der Praxis häufiger Probleme auf?
 - a. Was sind die Ursachen dieser Probleme?
 - b. Sehen Sie mögliche Lösungsansätze, diese Probleme frühzeitig zu erkennen oder gar nicht erst aufkommen zu lassen?
5. Was sind Ihrer Meinung nach relevante Einflussfaktoren für die Wirtschaftlichkeit von Windpark-Projekten (z.B. Windgutachten, Wartungsverträge, Anlagentechnik)?
6. Inwiefern werden die Solvency-II-Richtlinien die Arbeit Ihres Unternehmens, auch im Hinblick auf die Finanzierung von Windpark-Projekten, verändern?
7. Welche Veränderungen erwarten Sie durch die kommende EEG-Novelle?
 - a. Sehen Sie Veränderungen in der Projektfinanzierung durch das Ausschreibungsmodell?
 - b. Inwiefern verändert die Direktvermarktung gegenüber festen Vergütungen das Risiko bei der Ertragsanalyse?
8. Welches Entwicklungspotenzial erwarten Sie angesichts der politischen Rahmenbedingungen für Windkraft-Projekte in Deutschland?

Zusammenfassung der Experteninterviews

Mein Dank gilt folgenden Gesprächspartnern:

- Herrn Udo Follrichs, BayWa r.e. Wind GmbH
- Herrn Leif-Birger Hundt, KPMG AG
- Frau Julie Lahellec, Nordex SE
- Frau Carolin Vierhaus, Aquila Capital Concepts GmbH
- Herrn Alexander Weidenbach, Ebner Stolz GmbH & Co. KG

Im Folgenden werden die Experteninterviews mit Herrn Follrichs, Frau Lahellec, Frau Vierhaus und Herrn Weidenbach jeweils in einer zusammengefassten Version dargestellt. Das Interview mit Herrn Hundt wird an dieser Stelle nach Absprache nicht aufgeführt.

Herr Udo Follrichs | BayWa r.e. Wind GmbH

1.) Ich bin seit 1991 in der Windenergie-Branche tätig und habe in unterschiedlichen Bereichen Erfahrungen gesammelt. In bin derzeit bei der BayWa tätig und habe zuvor für WKN und PNE Wind gearbeitet. Ich konnte insbesondere Erfahrungen in der Projektentwicklung von Projekten in Deutschland, Frankreich, Spanien, Polen, Großbritannien und den USA sammeln. Darüber hinaus habe ich durch den Vertrieb von Windparks an internationale Investoren über Ausschreibungsverfahren intensive Erfahrungen in der Due Diligence.

2.) Die Due Diligence wird heute nicht mehr wie noch vor 15 Jahren mit Aktenordnern durchgeführt. Es werden in projektbasierten Tools Informationen bereitgehalten. Diese liegen intern auf einem Server oder es wird auf externe Lösungen auf dem Markt zurückgegriffen.

Die Due Diligence wird in Teilbereiche und unterschiedliche Verzeichnisse strukturiert. Im Groben sind dies die Bereiche Windparkplanung einschließlich Genehmigung, Ausführungs-

planung und Layout. Des Weiteren der Bereich Gutachten über die Wind- und Schattengutachten und ggf. auch Gutachten über Netzverluste. Dann der Bereich Corporate, da alle Windpark-Projekte in Firmen (fast immer GmbH & Co. KG) mit einer Historie von zumeist zwei oder drei Jahren durchgeführt werden. Alle Informationen über die Aktivitäten der Firma werden in diesem Bereich abgelegt. Des Weiteren gibt es den Bereich Bau mit Informationen über die Bauplanung, den Baufortschritt sowie Fortschrittsberichte. Zuletzt wäre noch der Bereich Finanzen zu nennen. In diesem werden insbesondere Informationen zur Darlehensstruktur und Darlehensverträgen in den Ordnern hinterlegt.

Wir schreiben ein Projekt zum Verkauf aus. An Interessenten werden detaillierte Informationen verschickt, die insbesondere Zahlen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit enthalten. Die Angebote der Interessenten werden hinsichtlich der Mindestvorgaben geprüft. Bei den Angeboten gibt es oft noch Abstimmungsbedarf. Wir helfen hierbei ggf. bei der Bewertung. Aus den Angeboten wird eine Shortlist mit wenigen interessanten Investoren abgeleitet. Im Verlauf der weiteren Abstimmung wird versucht, die Konditionen zu verbessern.

Nach der Entscheidung für einen Investor beginnt die Due Diligence des Projektes. Hierfür steht zumeist eine Zeit von vier bis sechs Wochen zur Verfügung. Der Investor stellt ein Team aus Fachexperten für alle Bereiche zusammen. Im Wesentlichen sind dies die Legal Due Diligence, Corporate Due Diligence und Technical Due Diligence. Institutionelle Investoren haben zumeist alle Fachexperten inhouse. Finanzinvestoren beauftragen häufig Anwaltskanzleien, die auch wirtschaftliche Beratungen bieten, mit der Due Diligence. Die Fachexperten haben nur Zugriff auf Informationen, die für den jeweiligen Bereich relevant sind.

Im Due-Diligence-Prozess gibt es häufig Fragen zu einzelnen Bereichen. Daher werden Q&A-Listen zu den unterschiedlichen Bereichen in der webbasierten Datenbank hinterlegt.

3.) Der Schwerpunkt liegt auf Genehmigung, Planung und Bau. Es ist sicherzustellen, dass alle Daten ausreichend geprüft wurden und auch die Daten zum Langzeitbetrieb plausibel sind. Die Genehmigung ist hinsichtlich der Gesetzeskonformität zu prüfen, da auch die Be-

hörde einen Fehler gemacht haben kann. Im Zweifelsfall kann beim Scheitern des Projektes nur ein geringer Schadenersatz erwartet werden. Weiterhin ist es wichtig, dass alle Auflagen rechtzeitig und vollumfänglich eingehalten werden. Des Weiteren ist es von großer Bedeutung, dass die Gutachten wirklich die Bedingungen des zu bauenden Windparks reflektieren. Es werden ggf. Sicherheitsabschläge auf die im Gutachten angenommenen Erträge vorgenommen.

Die Finanzen hat man in der Regel gut im Griff. Auch der Corporate-Bereich ist gut abzudecken. Probleme im Corporate-Bereich können ggf. auftreten, wenn die Projektgesellschaften schon seit längerer Zeit existieren.

4.) Der Anspruch eines großen Käufers an die Qualität ist zumeist sehr hoch. Wenn dennoch Probleme auftreten, ist zu prüfen wie damit umgegangen wird. Am häufigsten treten Probleme mit den Gutachten auf, da die Beteiligten eine unterschiedliche Auffassung bezüglich zu berücksichtigender Abschläge haben können. Der Käufer will einen gesicherten Windertrag für seine Investition sehen. Der Entwickler sieht das zumeist entspannter und geht mit höheren Ertragsprognosen in die Verhandlungen.

5.) Wichtigster Inputparameter für die Wirtschaftlichkeit ist der Windertrag. Der operative Betrieb eines Windparks läuft oft über 20 Jahre, mittlerweile teilweise bis zu 25 oder 30 Jahre. Der Betreiber muss während des gesamten Zeitraums seine Kosten im Griff behalten. Recht einfach ist dies bei den Versicherungen und der Betriebsführung. Schwieriger wird es im Bereich O&M durch die Hersteller aufgrund der recht langen zu betrachtenden Periode. Risiken können minimiert werden, indem nicht auf Prototypen gesetzt wird und gesicherte Erkenntnisse über den Betrieb der Anlagentypen in den letzten Jahren vorliegen (= Track Record). Die Instandhaltung wird in der Regel vom Hersteller oder Dritten in Wartungsverträgen festgehalten. Bei Full-Service-Verträgen muss sich der Betreiber um nichts weiter kümmern. Große Investoren setzen jedoch bevorzugt auf Basiswartungsverträge bei denen jedoch ggf. weitere Kosten anfallen.

Die Bankgebühren und Finanzierungskosten spielen aufgrund des niedrigen Zinssatzes heutzutage keine so große Rolle mehr wie noch vor einigen Jahren. Mittlerweile sind Projektfinanzierungen über 15 Jahre zu guten Konditionen möglich.

6.) Die Richtlinie war bisher bei uns nie ein Thema. Sicherlich werden Versicherungen dies intern betrachten. Es werden wahrscheinlich hohe interne Anforderungen gestellt, um sicherzustellen, dass die Projekte die Vorgaben der Solvency-II-Richtlinie erfüllen.

7.) In der Projektfinanzierung sehe ich durch das Ausschreibungsmodell nicht viele Probleme. Sofern der Zuschlag in einer Ausschreibung und eine Genehmigung vorliegen, sollten keine Probleme auftreten. Grundsätzlich ist auch schon heute so, dass ein schlecht geplantes Projekt zumeist nicht umgesetzt wird. Dies wird sich nicht grundlegend ändern.

Im Ausland hat sich bei Ausschreibungsmodellen gezeigt, dass die Tarife sinken. Das heißt, dass bei der Berechnung immer knapper kalkuliert werden muss. Evtl. werden dann einige Projekte auf dem Markt am Rande der Wirtschaftlichkeit stehen. Es werden wahrscheinlich weniger Kapazitäten ausgeschrieben als am Markt vorhanden sind. Der Konkurrenzdruck wird infolgedessen steigen. Alle Beteiligten müssen daher die Kosten drücken. Auch die Banken werden bei der Finanzierung sicherlich nicht mehr Risiken eingehen als heute.

Im Hinblick auf die Direktvermarktung sind wir dabei uns entsprechend aufzustellen, um dieses Instrument zukünftig mit Hilfe unseres hausinternen Direktvermarkters zu nutzen. Ich erwarte jedoch nicht, dass die Direktvermarktung momentan den alles entscheidenden Einfluss nehmen wird.

8.) Wir sehen jetzt schon, dass in diesem Jahr wieder die Kapazitäten erhöht werden, da viele Entwickler versuchen noch 2016 Genehmigungen für möglichst viele Projekte zu bekommen. Da so viele Projekte vorgezogen werden und nicht alle noch in diesem eine Genehmigung erhalten werden, wird es wahrscheinlich auch im nächsten Jahr noch einen großen

Schub geben, der sich auf das übernächste Jahr auswirken dürfte. Der Konkurrenzdruck dürfte durch die Ausschreibungen in den nächsten Jahren hoch bleiben.

Wie es sich zukünftig weiterentwickelt kann nicht vorhergesehen werden, da bisher kaum ein EEG mehr als ein, zwei Jahre Bestand hatte. Die Rahmenbedingungen können ggf. in wenigen Jahren durch eine weitere EEG-Novelle wieder verändert werden.

Frau Julie Lahellec | Nordex SE

1.) Ich bin derzeit bei Nordex im Finanzbereich tätig. Ich habe viel mit der Projektentwicklung zu tun, in dem Sinne, dass Nordex eine eigene Entwicklungseinheit unterhält für Projekte u.a. in Frankreich und Polen. Zu meiner Tätigkeit gehört auch die Modellierung von Windpark-Cashflows und Prüfung der Finanzierung. Des Weiteren habe ich den Verkauf von Windpark-Projekten an Investoren als Transaction Manager begleitet.

Davor war ich bei PNE Wind, einem großen Windpark-Entwickler in Cuxhaven, tätig. Ich war zuständig für die Projekt-Finanzierung und ein Ansprechpartner für Banken. Zuvor war ich sechs Jahre in Beratertätigkeit für KPMG tätig. Im Rahmen dieser Tätigkeit habe ich vor allem die finanzielle Due Diligence betrachtet. Die Tätigkeit erstreckte sich über viele Branchen wie auch die Energiewirtschaft.

2./ 3.) Wenn das Projekt aus Sicht des Entwicklers finanzierungsbereit ist, beginnt die Due Diligence. Diese wird durch den Investor, die finanzierende Bank oder externe Berater durchgeführt.

Für Banken und Investoren ist die Beurteilung der Windqualität das wichtigste Element in der Due Diligence. Ein Windgutachten ist ein wichtiger Faktor für die Finanzierung und Rentabilität. Es gibt in Deutschland etwa fünf große Windgutachter, die als state of the art betrachtet werden.

Vielfach werden zur Beurteilung der Windqualität (z.B. bei Projekten in Frankreich und Polen) Windmessmasten aufgestellt und der Wind über längere Zeit – idealerweise min. ein Jahr – auf Höhe der Turbinen gemessen. Die Entwickler leiten die Daten an Windgutachter weiter, die Leistungsprognosen über durchschnittlich 10 Jahre aufstellen. Messmasten sind in Deutschland weniger üblich, da auf Vergleichswerte bestehender Anlagen zurückgegriffen werden kann. Lokale Daten werden teilweise durch SoDAR- oder LiDAR-Messungen erhoben.

Banken fordern in der Regel min. zwei Gutachten, da die genaue Vorhersage des Windes schwierig ist. Es gab einige gute Windjahre in den 90er-Jahren. Seitdem ist das Windaufkommen etwas geringer. Banken suchen des Öfteren die Hilfe technischer Berater bzw. von Expertenbüros, um die Daten hinsichtlich ihrer Qualität zu überprüfen und eines Stresstests zu unterziehen. Auf dieser Grundlage können sich Banken eine eigene Meinung bilden.

Auch die Landsicherung ist ein wichtiges Thema. Zur Überprüfung von Verträgen werden Rechtsanwälte durch die Banken und Investoren beauftragt. Hierbei wird sowohl der Standort der Turbinen als auch der Weg dahin betrachtet. Es muss befahrbare Wege geben, um z.B. auch Komponenten wie ein Rotorblatt austauschen zu können. Wenn die Wege zu eng sind, müssen diese ggf. ausgebaut werden, um den Transport von Komponenten zu den Turbinen zu ermöglichen. Hierzu müssen die notwendigen Rechte von Privatleuten eingeräumt werden. Die Verträge sind weiterhin nach Kosten und Dauer zu prüfen sowie in den Auswirkungen auf das Cashflow-Modell.

Die Banken fordern in der Regel Sicherungen. Eine Finanzierung wird oftmals nur mit eingetragenen Grundbuchrechten gewährt. Bei kommunalen Flächen ist die Due Diligence in dieser Hinsicht relativ einfach. Sind die Flächen in Besitz vieler einzelner Landwirte, so kann die Due Diligence ein mühseliger Prozess sein. Es ist für jedes Grundstück zu erörtern, ob die Flächen ausreichend gesichert sind.

In der rechtliche Due Diligence sind Materialverträge, Garantien und Wartungsverträge z.B. hinsichtlich garantierter Verfügbarkeit zu prüfen. Banken wollen Eintrittsrechte in die Ver-

träge eingeräumt bekommen. Des Öfteren stellen die Banken technische Berater für die Überwachung der Bauphase, um die Materialqualität auch vor Ort z.B. durch Betonüberprüfungen verifizieren zu können.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Netzanbindung. In Deutschland besteht bisher eine Anschlusspflicht. Zur Überprüfung der Netzanbindungsverträge werden ebenfalls Rechtsanwälte durch die Banken und Investoren bestellt.

Darüber hinaus sind vor allem für die Banken die Versicherungen ein wichtiger Aspekt. Es ist zu prüfen, ob das Projekt über alle notwendigen Versicherungen verfügt. Die Informationspflichten und Eintrittsrechte sind zu sichern.

Des Weiteren müssen alle Faktoren betrachtet werden, die Auswirkungen auf das Cashflow-Modell haben (z.B. Kosten, Windprognose). Die Banken haben hierzu standardisierte Modelle. Auf Grundlage der Angaben des Windparkentwicklers können die Daten analysiert werden. Somit können Banken das Fremdkapitalvolumen für die Finanzierung berechnen und Risiken hinsichtlich des Cashflows ermitteln.

Weiterhin sind mögliche Vorgaben der BImSchG-Genehmigung zu prüfen. Dies können Abschaltungen von Anlagen aufgrund von Fledermäusen oder akustische Auswirkungen sein, die bei Starkwind zur Drosselung führen. Diese Aspekte in der Due Diligence zu berücksichtigen ist sehr wichtig, da sie Einfluss auf die Windprognose nehmen.

4.) Wenn die Due Diligence beginnt, ist schon viel geschafft. Viele Projekte scheitern schon frühzeitig, da z.B. nicht genug Wind am Standort vorhanden ist. Hat man ein genehmigtes Projekt treten nach meiner Erfahrung selten unlösbare Probleme auf. Alle genehmigten Windparks, die ich gesehen habe, wurden auch umgesetzt.

In der Due Diligence gibt es oftmals Diskussion über die Windprognose und mögliche Drosselungen. Die Interessenlagen der Beteiligten sind hier unterschiedlich. Darüber hinaus treten

bei der Standortsicherung von komplexen Projekten, in denen die Rechte vieler Eigentümer – insbesondere Landwirte – zu berücksichtigen sind, die meisten Probleme auf. Es muss mit allen Beteiligten gesprochen werden. Dies kann sehr mühselig sein. Des Öfteren gefallen bestimmte Vertragsbestandteile der Bank nicht. Die Banken fordern oftmals zusätzliche Garantien von den Windparkentwicklern und möchten möglichst wenig Risiko tragen. In diesem Fall muss noch einmal mit den Eigentümern nachverhandelt werden. Diese sind sich jeder ihrer Macht bewusst. Dies führt zu längeren Diskussionen und viel Nacharbeit und manchmal zusätzlichen Kosten bei den Projektentwicklern. Derartige Probleme können die Finanzierung verzögern, führen jedoch in der Regel nicht dazu, dass die Projekte scheitern.

5.) Der wichtigste Aspekt ist die Windprognose. Ansonsten ist die Kostenstruktur insgesamt zu betrachten. Pachtzahlungen an Landwirte und Wartungsverträge sind hierbei große Kostenblöcke. Die weiteren Kosten wie z.B. für die Betriebsführung versucht man soweit wie möglich nach unten zu führen.

Für die Cashflow-Modelle ist es problematisch, wenn die Kostenstruktur fix ist und eine geringe Variabilität in Abhängigkeit vom Ertrag aufweist. Es wird versucht, die Kosten nach hinten zu schieben, da das erste Jahr immer schwierig ist u.a. wegen der Thematik der Inbetriebnahme. Wenn die Tilgungen geleistet sind und Kennzahlen wie der Verschuldungsgrad sich verbessern, dann entspannt sich in der Regel die Lage. Es ist zu vermeiden, dass Anfangsprobleme eine schwierige finanzielle Lage hervorrufen.

6.) *keine Antwort*

7.) Wir reden derzeit viel mit den Banken über das Ausschreibungsmodell. Dies ist ein Punkt an dem man sich nicht sicher sein kann, wie die Banken reagieren werden. Die Banken betonen, es werde sich wenig verändern in der Projektfinanzierung. Sie werden auf den Zuschlag in der Ausschreibung warten und ein Projekt, das den Zuschlag erhalten hat ähnlich betrachten wie zuvor genehmigte Projekte nach dem alten Modell.

Ich erwarte weniger Finanzierungsvolumen und weniger Projekte auf dem Markt. Der Wettbewerb, auch unter Banken, wird sich erhöhen. Es ist denkbar, dass sich Banken die Projekte schon vor der Auktion ansehen und in Teilen eine Due Diligence durchführen, um die Finanzierbarkeit zu überprüfen.

Die Direktvermarktung ist auch ein großes Thema. Die Banken gehen konservativer damit um. Der alte Tarif ohne Direktvermarktung war weniger risikoreich. Die Banken müssen sich schützen vor einem Konkursrisiko der Direktvermarkter. Daher werden zusätzliche Reserven vom Projekt verlangt.

8.) In der Branche ist es eine spannende Zeit. Ich sehe auch in Zukunft noch viel Potenzial. Die ganze Windbranche wird sich aufgrund des Ausschreibungsmodells sehr stark ändern müssen. Das Hauptziel der Ausschreibungen ist es, die Energiekosten zu senken. Dies ist eine große Herausforderung. Der Aufbau der Branche wurde von der Politik sehr unterstützt. Durch die Veränderung der politischen Rahmenbedingungen wird es eher ungemütlicher. Die Unternehmenslandschaft wird sich verändern. Einige Akteure werden sich konzentrieren müssen.

Für die nächsten Jahre sind die Volumen für Ausschreibungen festgesetzt und bereits geringer als das heutige Volumen. Langfristig bin ich jedoch optimistisch hinsichtlich des weiteren Ausbaus der Windenergie.

Carolin Vierhaus | Aquila Capital Concepts GmbH

1.) Ich bin bei Aquila Capital tätig. Wir begleiten im Investment Management den Ankauf von Windpark-Projekten für unsere Fonds und Spezialmandate. Im Asset Management werden die Projekte über die Laufzeit betreut.

2./ 3.) Grundsätzlich gibt es eine technische Due Diligence, steuerrechtliche Due Diligence und eine rechtliche Due Diligence sowie je nach Bedarf eine finanzielle Due Diligence. Die

Due Diligence unterscheidet sich je nachdem, ob es sich um einen Bestandspark handelt oder einen Park ohne Historie oder sich ein Projekt in Deutschland oder im Ausland befindet. Auch die Banken führen eine eigene Due Diligence durch.

Zu Beginn steht der Red Flag Report, um Deal-Breaker so früh wie möglich identifizieren zu können. Dies hat für uns einen hohen Stellenwert. Daraufhin folgt ein ausführlicherer DD-Report. Intern führen wir Open-Issue-Listen, um offene Punkte, die aus Due Diligence hervorgehen, abzuarbeiten. In Verlauf der Due Diligence sind eigentlich immer offene Fragen zu klären.

In der Due Diligence werden grundsätzlich die Ertragswerte von Windgutachten analysiert und verifiziert. Wenn zwei Windgutachten von namhaften Gutachtern vorliegen und diese die TR 6 Rev. 9 erfüllen, dann reicht dies in der Regel aus. Sofern nur ein Gutachten vorliegt, würden wir ggf. ein zweites anfordern. Bei Bestandsparks sind ggf. keine Gutachten erforderlich. Hier können wir auf Ist-Werte zurückgreifen. Diese sind in der Regel sehr verlässlich.

Die Bewertung erfolgt grundsätzlich immer individuell und kann nicht pauschal dargestellt werden. Meist sind rechtliche Themen gravierender. Es ist z.B. sicherzustellen, dass die Flurstücke auf denen die Turbinen stehen in der Hand des Entwicklers sind. Technische und steuerrechtliche Themen sind ebenfalls individuell zu betrachten je nach Technologie, Historie und Standort. Bei Projekten im Ausland sind die jeweiligen steuerrechtlichen Themen zu berücksichtigen.

4.) In der rechtlichen DD, treten oftmals Probleme bei der Flächensicherung und den damit zusammenhängenden Dienstbarkeiten auf. Es ist zu prüfen, ob Verträge mit Verpächtern der Grundstücke ganzheitlich vorhanden sind und die Texte stimmen.

Ansonsten können bei vertragsspezifischen Themen Probleme auftreten. Diese sind vom Verkäufer abhängig und betreffen u.a. die Garantien, Haftung und Schnittstellen. Auch bei

technischen Themen können Probleme auftreten. Hierbei ist zu prüfen, ob der Park so gebaut wurde wie nach Genehmigung vorgesehen.

Weiterhin ist es wichtig, verlässliche Windgutachten zu haben, da dies die wichtigste Einflussgröße ist.

5.) Der größte Faktor ist natürlich der Windertrag und die Vergütung per kWh. Auf der Kostenseite sind insbesondere O&M, Pacht und danach technische- und kaufmännische Betriebsführung zu betrachten. Hierbei haben jedoch O&M sowie die Pacht den größeren Einfluss.

6.) Die Solvency-II-Richtlinie beeinflusst uns als Investor nicht direkt im Einkauf von Windprojekten. Bei Betrachtung auf Asset-Ebene sehe ich keinen Einfluss. In der Struktur ist sicherzustellen, dass die Projekte auch für Versicherungen hinsichtlich der Solvency-II-Richtlinien attraktiv sind. Es werden diesbezüglich verschiedene Instrumente angewandt.

7.) In der Umsetzung der Projektfinanzierung sehen wir keine großen Änderungen. Die Banken sehen dies ähnlich. Am grundsätzlichen Ablauf wird sich insofern nichts verändern. Der Wettbewerb für Windprojekte wird jedoch noch grösser als er bisher schon war, da kleinere Entwickler vom Markt verschwinden werden, da sie nicht zu den Preisen bieten werden wie große Entwickler.

Bezüglich der Direktvermarktung hat sich meines Erachtens vom EEG 2014 zum EEG 2017 nicht viel verändert. Wir haben auch jetzt schon die Direktvermarktung in den Projekten. Ich sehe kein grundsätzlich verändertes Risikoprofil.

8.) Grundsätzlich wird der Ausbau der Windenergie schwieriger. Wie ich bereits dargestellt habe, wird sich der Markt konsolidieren müssen und der Ankauf von Projekten wird noch kompetitiver.

Wir sehen Chancen, dass Entwickler teilweise nicht über das Kapital verfügen, um Projekte zu entwickeln oder erfolgreich in Ausschreibungen bieten zu können. Wir sehen hier das Potenzial, diese zu unterstützen.

Der Markt muss sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen erst einpendeln. Die Rahmenbedingungen sind meiner Meinung nach noch nicht in jeder Hinsicht ausgereift und müssen noch weiter durchdacht werden. Hier heißt es learning by doing. Man kann nicht spezifisch vorhersehen was passieren wird. Wir können als Investor glücklicherweise entscheiden in welchem Stadium wir einsteigen.

Alexander Weidenbach | Ebner Stolz GmbH & Co. KG

1.) Ich bin Prokurist der Ebner Stolz GmbH & Co. KG in Hamburg. Erfahrungen in der Windenergie habe ich als Co-Autor einer KPMG-Offshore-Windstudie sowie käuferseitig bei Onshore- und Offshore-Projekten durch meine Tätigkeit bei KPMG und Ebner Stolz. Weiterhin habe ich Unternehmensbewertungen für Windkraftprojekte im Rahmen der Due Diligence vorgenommen. Risiken habe ich nur im Rahmen der Due-Diligence-Prüfung betrachtet. Fragen zu technische Risiken werden meist mit Sachverständigen abgeklärt.

2.). Zum einem müssen die einzelnen Annahmen hinterfragt werden z.B. durch Abgleich mit Windgutachten oder Vertragsgrundlagen. Zum anderen sind die zugrundliegenden Prämissen der anfallenden Kosten ebenfalls zu hinterfragen. Auch die Prämissen der Projektfinanzierung gilt es zu prüfen. Der Cashflow aus den Projekten ist die eigentliche Creditsicherheit neben den Vermögenswerten. Üblicherweise handelt es sich bei Projektgesellschaften um eine GmbH & Co. KG.

Die Beurteilung der Zuverlässigkeit der Windgutachten ist von großer Bedeutung. Evtl. wurden eigene Effekte nicht berücksichtigt wie z.B. die Abschaltung aus tierschutzrechtlichen Gründen für Rotmilan oder Fledermäuse. Ebenso müssen Abschattungseffekte berücksichtigt werden. Bei Brownfield-Projekten werden Ist-Erträge mit Windgutachten abgeglichen

und historische Erlöse und Kosten betrachtet. Des Weiteren betrachtet man den Windindex, um ggf. ein schlechtes Windjahr identifizieren zu können.

Es werden von uns keine eigenen Windgutachten angefordert. Diese hat der Verkäufer oder Mandant bereitzustellen. Dabei sind mindestens zwei, i.d.R. drei Windgutachten erforderlich. Die Abweichung zwischen den Gutachten liegt schätzungsweise bei 5 %. Das liegt zu meist daran, dass verschiedene Effekte nicht berücksichtigt wurden.

Es wird nicht grundsätzlich mit Checklisten gearbeitet. Wenn Informationen fehlen, werden Fragen dezidiert über Checklisten oder virtuelle Plattformen (Datenräume) geklärt.

3.) Am wichtigsten ist das Windgutachten bzw. sind die Erlöse. Kostenfaktoren gibt es bei Windparks nicht sehr viele. Windparks haben praktisch keine Mitarbeiter. Wichtige Kosten sind durch langfristige Verträge gedeckt. Ein Hauptkostenpunkt sind die Wartungsverträge. Diese werden durch den Turbinenhersteller mit einer Laufzeit von oftmals 10-15 Jahren verkauft. Aufgrund fixer Wartungsentgelte gibt es hier wenige Überraschungen.

Problematisch ist der Windertrag und die zugrundeliegende Einspeisevergütung. Es kommt jedoch auf den Käufer an. Viele Projekte haben einen starken Leverage, also maximales Fremdkapital. Wenn kein Wind weht, gibt es Schwierigkeiten den Kapitaldienst zu leisten.

4.) Die größten Probleme treten im juristischen Sinne auf. Insbesondere bei der Genehmigung und den damit verbundenen Auflagen z.B. durch Einsprüche insb. von Naturschutzverbänden. Auch die Netzanbindung kann im juristischen Kontext zu Problemen führen. Es müssen Grunddienstbarkeiten bei Flurbesitzern erfüllt sein und eine Genehmigung für das Verlegen von Kabeln und den Bau einer Straße zur Anbindung des Windparks vorliegen. Nur wenn diese Punkte sichergestellt sind, kann das Projekt realisiert werden.

Die meisten Greenfield-Projekte werden verkauft bevor große Zahlungen geleistet werden. Einige Versicherungen kaufen daher nur noch drehende Parks, da sie die Risiken der Bauzeit nicht mittragen wollen.

Ein weiteres großes Problem sind die Windgutachten. Die zugrundeliegenden Daten sind nicht immer aktuell oder die Gutachter berücksichtigen nicht alle spezifischen Themen.

5.) Es muss differenziert werden zwischen Historie und Outlook. Historisch gesehen bedurfte es eines guten Windstandortes und einer geeigneten Turbine auch z.B. für Schwachwindstandorte. Abnahmegarantie und vorrangiger Anschluss sorgten für Sicherheit.

Der § 24 EEG zur Sechs-Stunden-Regel bei negativen Preisen an der EEX ist problematisch. Windmüller bekommen dann kein Geld. Der Betrieb eines Onshore-Windparks wird dadurch sowie durch die Direktvermarktung immer komplizierter. Insofern liegt beim Thema Direktvermarktung bzw. Steuerung der Umsätze schon heute das Hauptaugenmerk.

Die Kostenkomponenten haben vergleichsweise wenig Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, da u.a. Pacht- und Wartungsverträge für 10-15 Jahre fix abgeschlossen werden.

In Deutschland ist des Weiteren Inflation derzeit kein Thema. Eine Inflation ohne Anpassung der Vergütung wäre kritisch. In Regionen außerhalb Deutschlands mit vergleichbaren Regulierungssystemen muss auf eine mögliche Geldentwertung geachtet werden.

6.) Die Solvency-II-Richtlinien werden nur mittelbar zu Veränderungen führen. Je mehr die Anlage eingeschränkt wird durch Auflagen desto weniger kann in solche Assets investiert werden. Versicherungen steigen ggf. teilweise auf der Finanzierung aus, die Preise werden fallen. Windpark-Projekte werden dann wieder für andere Investoren wie Stadtwerke interessanter.

Zusammengefasst wird sich Solvency II auswirken, jedoch keine so nachhaltigen Auswirkungen haben, wie man vielleicht denkt. Der Regulierungsrahmen des EEG 2016 mit Einschränkungen im Ausbau der Windkraft und dem Ausschreibungsmodell bzw. der Direktvermarktung wird deutlich mehr Einfluss auf Windkraft-Projekte nehmen.

7.) Der Betrieb eines Onshore-Windparks wird deutlich riskanter. Es kommt zum Zuge, wer die niedrigsten Einspeiseerlöse anbietet z.B. durch günstige Einkaufskonditionen. Das Verhältnis zwischen Fremdkapital und Eigenkapital wird höher. Die Debt Service Reserve wird steigen. Wo das Risiko steigt, werden letztendlich auch die Banken sich absichern, indem das Zinsniveau erhöht wird.

Die Rentabilität der Projekte wird unter der Direktvermarktung leiden. Die Erlöse fallen ggf. unter die ca. 9 Cent, die als Vergütung üblich sind. Dazu kommen neue Regeln des EEG wie die Sechs-Stunden-Regel bei negativen Strompreisen. Das wird es riskanter machen und die Analyse erschweren.

8) Der Fade-Out der Atomenergie wird sich positiv auf den Spotmarktpreis an der EEX auswirken. Für die Windenergie wird dies vorteilhaft sein. Von der Politik kommt hier kein Rückenwind. Dies liegt nicht allein daran, dass kein Wille da ist. Der Gegenwind kommt vor allem aus Brüssel, da die Einspeisevergütung als unerlaubte Beihilfe angesehen wird. Die politischen Gestaltungsmöglichkeiten werden dadurch eingeschränkt.

Ein großes Thema wird sein, die Stromgestehungskosten zu reduzieren und die Netzparität zu erreichen. Der Innovationsdruck wird anhalten. Es stellt sich die Frage, ob noch größere Anlagen entwickelt werden können. Des Weiteren ist die Netzüberlastung zu vermeiden. Über kurz oder lang wird daher das Thema Stromspeicherung über Elektrolyse auf die Windmüller zukommen.

Versicherung über Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe.

Hamburg, den 15.08.2016
