



LEUPHANA
UNIVERSITÄT LÜNEBURG

Anmerkungen zur Bestimmung der Finanzierbarkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten als Bestandteil von Smart-Microgrid-Konzepten

Lars Holstenkamp, Heinrich Degenhart, Carola Bettinger
September 2015

Remarks on the Determination of the Financeability of Renewable Energy Projects as Part of Smart Microgrid Concepts

Lars Holstenkamp, Heinrich Degenhart, Carola Bettinger
September 2015

Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht
Working Paper Series in Business and Law

Nr. 23/No. 23

www.leuphana.de/businessandlaw
ISSN 1866 - 8097



Anmerkungen zur Bestimmung der Finanzierbarkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten als Bestandteil von Smart-Microgrid-Konzepten[‡]

Lars Holstenkamp[§], Heinrich Degenhart^{**}, Carola Bettinger^{††}
September 2015

Zusammenfassung:

Im Zuge der Transformation des Energiesystems in Deutschland erhöht sich der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Wind onshore. Eine Möglichkeit, das Problem der Fluktuation zu mildern, die übergeordneten Netze zu entlasten und Abschaltungen zu verhindern, besteht im Aufbau miteinander verbundener intelligenter „Zellen“ oder „Inseln“ (*smart microgrids*). Solange die mit einem *Smart Microgrid* bzw. einzelnen Komponenten desselbigen lieferbaren Systemdienstleistungen wie Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit nicht bzw. nicht adäquat monetär entgolten werden und eine Grünstromvermarktung von in EEG-Anlagen produziertem Strom nicht zulässig ist, wird es nur wenige Geschäftsmodelle (überwiegend) regionaler Akteure für *Smart Microgrids* geben. Im Regelfall werden für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Anlagen die Vergütungsmechanismen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Anspruch genommen und der erzeugte Strom überregional vermarktet werden. In diesen Fällen greift auf Seiten der finanzierenden Bank ein intern standardisierter Kreditprüfungsprozess, der sich auf die jeweiligen Investitionsobjekte – hier: die einzelnen Erneuerbare-Energien-Anlagen – bezieht.

Bei der Prüfung von Projekten durch Banken wird die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit anhand von Kennzahlen analysiert. Dabei kommt regelmäßig dem Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Coverage Ratio, DSCR) eine besondere Bedeutung zu. Daneben werden verschiedene Projektrisiken untersucht. Im vorliegenden Beitrag werden verschiedene Einflussfaktoren auf den DSCR beschrieben. Daneben werden Implikationen für Bürgerenergieprojekte und andere Vermarktungswege als eine feste Einspeisevergütung diskutiert.

Schlüsselwörter: Bankfähigkeit, Projektfinanzierung, Schuldendienstdeckungsgrad, Zahlungsstrommodell.

Abstract:

In the light of the energy transition in Germany, the share of the fluctuating renewables photovoltaics and wind onshore increases. A possibility to mitigate the associated problems, to (partly) unburden superordinate grids, and to prevent shutdowns of power plants lies in the creation of interconnected intelligent “cells” or “islands” (*smart microgrids*). However, ancillary services which can be provided by a smart microgrid or single components of a smart microgrid, respectively (e.g. isolated operation and black start) are not or not properly remunerated and the sale of green electricity from power plants supported through the Renewable Energy Law (EEG) is prohibited. Therefore, only few business models connected to smart microgrids will exist where the economic relations resemble the physical. As a rule, electricity from renewable energy power plants is sold to

[‡] Dieses Arbeitspapier ist eine formal und mit Bezug auf die Quellen überarbeitete und aktualisierte Fassung eines Beitrags aus dem Februar 2014. Die Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte ‚intelligente‘ Versorgungs- und Verbrauchsnetze (Smart Microgrids)“ durchgeführt, das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des Programms „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“ innerhalb der sozial-ökologischen Forschung (SÖF) gefördert wird (Förderkennziffer: 03EK3524D).

Die Verfasserin und Verfasser danken Miriam Quell und Arend Albers für die Unterstützung bei den Recherchen.

[§] Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft der Leuphana Universität Lüneburg.

^{**} Professor für Finanzierung und Finanzwirtschaft der Leuphana Universität Lüneburg.

^{††} Wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft im Projekt Smart Microgrids (SMiG).



grid operators or direct marketing companies using the financial mechanisms of the EEG. In these cases, a standard credit evaluation approach is used by banks.

Economic feasibility and financeability are analyzed using financial indicators, especially the Debt Service Coverage Ratio (DSCR). Besides, different project risks are investigated. In the paper, the authors describe different drivers of the DSCR. Moreover, they highlight implications for citizen-led projects and distribution channels other than fixed feed-in tariffs from grid operators.

Keywords: Bankability, Project Finance, Debt Service Coverage Ratio, Cash Flow Model.

JEL Classification: G24, G32, Q42

Korrespondenz:

Lars Holstenkamp, Leuphana Universität Lüneburg, Fakultät Wirtschaftswissenschaften/Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen, Scharnhorststraße 1, 21335 Lüneburg, Fon +49.4131.677-1931, Fax +49.4131.677-2169, holstenkamp@uni.leuphana.de



Inhalt

1	SMART MICROGRIDS ZUR ERHÖHUNG DER RESILIENZ DES ENERGIESYSTEMS.....	5
2	TYPISCHE FINANZIERUNGSSTRUKTUR UND GRUNDÜBERLEGUNGEN	6
2.1	Projektfinanzierung als Finanzierungsstandard für größere PV- und für Windenergieprojekte	6
2.2	Bankfähigkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten.....	8
2.3	Zahlungsstrombetrachtungen	9
3	SCHULDENDIENSTDECKUNGSGRAD ALS ZENTRALE KENNZAHL.....	10
3.1	Definition und Bestimmung bei Erneuerbare-Energien-Projekten	10
3.1.1	<i>Debt Service Coverage Ratio (DSCR) und Loan Life Coverage Ratio (LLCR)</i>	<i>10</i>
3.1.2	<i>Anwendung bei Erneuerbare-Energien-Projektfinanzierungen.....</i>	<i>12</i>
3.1.3	<i>Beispiel Wind onshore</i>	<i>13</i>
3.2	DSCR als Kontrollgröße und als Maßstab für die Strukturierung der Finanzierung.....	15
3.2.1	<i>DSCR und financial covenants</i>	<i>15</i>
3.2.2	<i>Debt sizing und debt sculpting.....</i>	<i>15</i>
3.3	Anforderungen an die DSCR bei Erneuerbare-Energien-Projekten	16
3.3.1	<i>Literaturwerte und Vergleich mit Befragungsergebnissen für den Bereich Wind onshore.....</i>	<i>16</i>
3.3.2	<i>Wahl des Vermarktungsweges</i>	<i>18</i>
4	BESONDERHEITEN BEI BÜRGERENERGIEPROJEKTEN.....	19
4.1	Herausforderungen bei Bürgerenergieprojekten aus Bankensicht	19
4.2	Reaktionsmöglichkeiten für Bürgerenergieakteure	19
5	FAZIT.....	21
	LITERATUR	23



1 Smart Microgrids zur Erhöhung der Resilienz des Energiesystems

Das Energiesystem Deutschlands und Europas befindet sich in einer Phase der Transformation hin zu einem stärker auf erneuerbare Energien basierten, klimafreundlicheren System. Für diese Transformation gibt es unterschiedliche Zielvorstellungen und Konzepte. Politisch gesetzt, wenn auch hinsichtlich der Geschwindigkeit umstritten, ist der deutliche Ausbau der erneuerbaren Energien. So finden sich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2014 die Zielvorgaben eines „Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch“ von 40 % bis 45 % bis 2025, 55 % bis 60 % bis 2035 und von mindestens 80 % bis 2050. Die derzeitige Bundesregierung hat verlautbart, dass sie sich dabei auf die kostengünstigen Technologien konzentrieren möchte.¹ Dies sind in erster Linie Windenergie an Land (onshore) und Photovoltaik (PV), evtl. künftig Offshore-Windenergie – alle drei fluktuierende erneuerbare Energien mit dargebotsabhängiger Erzeugung.

Eine Möglichkeit, das Problem der Fluktuation zu mildern, die übergeordneten Netze zu entlasten und Abschaltungen zu verhindern, besteht in einem Ausgleich dieser Schwankungen durch (a) den Aufbau eines Erzeugungsportfolios, wobei die Verstetigung des Lastgangs durch die Unterschiede in den Einspeiseprofilen erfolgt, (b) den Ausbau von Stromspeichern, die Erzeugungsüberschüsse aufnehmen und in Zeiten einer Unterdeckung wieder abgeben, sowie (c) die Nutzung lokaler Verschiebepotenziale aufseiten der Nutzerinnen und Nutzer. Erfolgt dieser Ausgleich in einem Quartier oder Verteilnetz, wobei ggf. die notwendigen Kommunikations(infra)strukturen zu schaffen sind, so spricht man von einem *Smart Microgrid*.² Dabei wird es sich im Regelfall nicht um eine autarke Inselösung handeln. Vielmehr ist die zentrale Idee, ein System miteinander verbundener *Smart Microgrids* zu schaffen,³ um so u. a. den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen und zugleich die Resilienz des Energiesystems⁴ zu steigern.

Solange die mit einem *Smart Microgrid* bzw. einzelnen Komponenten desselbigen lieferbaren Systemdienstleistungen wie Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit – um nur zwei zu nennen – nicht bzw. nicht adäquat monetär entgolten werden und eine Grünstromvermarktung von in EEG-Anlagen produziertem Strom nicht zulässig ist, wird es nur wenige Geschäftsmodelle geben, bei denen die ökonomischen Beziehungen den physikalischen ähneln. Im Regelfall werden für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Anlagen die Vergütungsmechanismen des EEG in Anspruch genommen und der erzeugte Strom überregional vermarktet werden. In diesen Fällen greift auf Seiten der finanzierenden Bank ein intern standardisierter Kreditprüfungsprozess, der sich auf die jeweiligen Investitionsobjekte – hier: die einzelnen Erneuerbare-Energien-Anlagen – bezieht.

Soweit es sich um Windenergie- und Photovoltaik (PV)-Anlagen handelt, wird der Finanzbedarf in Deutschland typischerweise durch Investoren, die Eigenkapital zur Verfügung stellen, und Banken auf der Fremdkapitalseite gedeckt. Investorinnen können sein: Energieversorgungsunternehmen (Stadt- und Gemeindewerke, Regionalversorger, große Energieversorgungsunternehmen, kleine private „neue“ Energieversorger), Industrieunternehmen, gewerbliche und landwirtschaftliche Unternehmen aus der Region, vermögende Privat- und institutionelle Investoren oder Bürgerinnen und Bürger. Das Erneuerbare-Energien-System in Deutschland ist damit durch eine große Akteursvielfalt gekennzeichnet. Im Forschungsprojekt, in dessen Rahmen das vorliegende Arbeitspapier entstanden ist, werden Bürgerbeteiligungsansätze – neben kommunalen Beteiligungen – in den Mittelpunkt gerückt. Ihnen ist daher hier ein gesonderter Abschnitt gewidmet. Je nach Projekttyp werden unterschiedliche Formen der Finanzierung gewählt. Die Höhe des von den Investoren zu erbringenden Eigenkapitals bemisst sich ebenfalls nach Art, insbesondere den Risiken, des Projektes.

¹ Vgl. BMWi (21.01.2014). Die Bundesregierung hat sich die Eckpunkte des Ministers Gabriel in ihrer Sitzung am 22.01.2014 zueigen gemacht.

² Vgl. Considine, Cox & Cazalet (2012), Sobe & Elmenreich (2013).

³ Der Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) spricht in diesem Zusammenhang von einem „zellulären Ansatz“; vgl. VDE (2013).

⁴ Vgl. hierzu z. B. Gößling-Reisemann, Stühmann, Wachsmuth & Gleich (2013), Pflüger (2013) und Thoma (2014).



Grundvoraussetzung für die Bankfähigkeit eines Projektes ist eine Wirtschaftlichkeit des Vorhabens; nicht-wirtschaftliche Projekte sind im Allgemeinen nicht, wenigstens nicht über „normale“ Finanzquellen, finanzierbar. Aufgrund der starken Position von Banken im deutschen Finanzsystem ist bei der Analyse der Finanzierbarkeit insbesondere die Perspektive von Kreditinstituten von Relevanz. Im Folgenden wird daher zunächst die Projektfinanzierung als typische Finanzierungsstruktur für (größere) PV- und Windenergievorhaben vorgestellt (2.1). Daran schließen sich einige Überlegungen zur *bankability* dieser Projekte an (2.2). Üblicherweise werden wesentliche Kennzahlen aus einem Zahlungsstrommodell abgeleitet (2.3). Dabei steht eine zentrale Kennziffer im Fokus der Analyse: der Schuldendienstdeckungsgrad (*Debt Service Coverage Ratio*, DSCR). Diesem widmen sich die Autorin und Autoren im dritten Kapitel der vorliegenden Ausarbeitung. Ziel ist es dabei, die Anforderungen von Banken sowie die wesentlichen Einflussgrößen auf die Höhe dieser Forderungen abzuleiten. Damit lassen sich einige allgemeine Aussagen auch für andere Projekte und bezüglich der Implikationen von Änderungen im Rechtsrahmen treffen. In Kapitel 4 werden kurz einige Besonderheiten bei Bürgerenergievorhaben in den Blick genommen. Der Beitrag schließt mit einer Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse und einem Ausblick.

2 Typische Finanzierungsstruktur und Grundüberlegungen

2.1 Projektfinanzierung als Finanzierungsstandard für größere PV- und für Windenergieprojekte

Erneuerbare-Energien-Projekte können auf unterschiedliche Weise finanziert werden. In entwickelten Märkten kommt trotz einiger Ausnahmen und Besonderheiten insgesamt der Projektfinanzierung die größte Bedeutung zu.⁵ Ausnahmen bilden kleinere Vorhaben privater Haushalte oder Unternehmen etwa im Bereich der Photovoltaik oder zur Anschaffung von Hausspeichern und solche Formen der erneuerbaren Energien, bei denen die Unsicherheiten (noch) sehr hoch sind, etwa die Geothermie⁶ oder *Concentrated Solar Power* (CSP)⁷. Im Bereich der Wasserkraft kommt, sofern auf Investorenmenseite größere Energieversorgungsunternehmen stehen und die Finanzierungsvolumina nicht zu groß sind, oft eine Unternehmensfinanzierung zur Anwendung.⁸ Bei Offshore-Windparks spielen Energiekonzerne und Mezzaninkapital, d. h. Finanzierungsformen mit Eigenschaften sowohl des Eigen- als auch des Fremdkapitals, eine größere Rolle.⁹ Auch im Bereich landwirtschaftlicher Biogasanlagen haben sich Mischformen zwischen Projekt- und Unternehmensfinanzierung herausgebildet.¹⁰ Viele kleinere Unternehmen – nicht zuletzt Projektentwickler und Bürgerenergiegesellschaften – haben in der Regel ein großes Interesse daran, die Erneuerbare-Energien-Projekte außerhalb ihrer Bilanz zu führen. Wenigstens bei (größeren) PV- und bei Windenergieprojekten, teilweise auch bei Biomasseanlagen, ist dies die Standardvorgehensweise. Jungen Unternehmen in diesem Segment wird dadurch der Zugang zu Fremdkapital erleichtert. Windenergieprojekte standen bei der Herausbildung dieses Finanzierungsstandards Pate. In Deutschland wurden diese Vorhaben überwiegend mittels Beteiligungsmodellen finanziert, die sich zum einen die garantierte Einspeisevergütung zunutze machten und zum anderen – spätestens beim Übergang von Bürgerwindparks zu

⁵ Zur Projektfinanzierung bei erneuerbaren Energien vgl. u. a. Babl (2011), Böttcher (2009), Böttcher (2012a), Böttcher (2012b), Lange (2011) und Schiereck (2011). Die Projektfinanzierung allgemein hat im Rahmen des projektorientierten Ansatzes der klassischen Finanzierungslehre Beachtung gefunden, vgl. z. B. Armbruster (2004), Böttcher & Blattner (2013), Brodehser (2012), Fischer & Portisch (2008), Kümmel, Kottmann & Höfer (2012), Tytko (1999), Weber & Alfen (2009), Wolf, Hill & Pfaue (2003); aus rechtswissenschaftlicher Perspektive z. B. Reuter & Wecker (1999) und Siebel, Röver & Knütel (2008); internationale Standardwerke sind Buljevich & Park (1999), Esty (2004), Fabozzi & De Nahlik (2012), Finnerty (2013) und Yescombe (2014).

⁶ Vgl. forseo GmbH (2008, S. 45).

⁷ Vgl. Böttcher (2012c).

⁸ Vgl. Böttcher (2014).

⁹ Vgl. Financial Gates GmbH & HypoVereinsbank AG (2007, S. 13).

¹⁰ Vgl. Degenhart & Holstenkamp (2011).



Investorenmodellen – von Steuervorteilen getrieben wurden. Bis 2005 konnten Verlustzuweisungen zur steuerlichen Optimierung genutzt werden. Mit Änderung des Einkommensteuergesetzes Ende 2005¹¹ ist dieser Steuervorteil entfallen. Die steuerlichen Gestaltungsmöglichkeiten sind seitdem nach und nach eingeschränkt worden, weshalb dieses Motiv an Bedeutung verloren hat.

Die Erfahrungen aus der Entwicklung im Windenergiesektor wurden auf größere PV-Projekte übertragen. Auch hier ist die Projektfinanzierung zum Standard geworden. Dabei wurde zugleich im Finanzsektor Expertise bei der Bewertung solcher Projekte aufgebaut. Viele lokale und überregional tätige Banken sind im Geschäftsfeld erneuerbare Energien aktiv. Auch dies hat zur Akteursvielfalt im deutschen Erneuerbare-Energien-Sektor beigetragen.¹²

Projektfinanzierungen sind Finanzierungen einer wirtschaftlich selbständigen Einheit mit Rückgriff allein auf die Einzahlungsüberschüsse und Vermögenswerte des Projektes.¹³ Sie sind gekennzeichnet durch die folgenden Charakteristika:¹⁴

- Es wird eine klar abgegrenzte und befristete Aufgabenstellung festgelegt, bei Erneuerbare-Energien-Projekten im Regelfall die Planung, die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Energieerzeugung (Strom oder Wärme).
- Der Aufgabe sind Vermögenswerte (*assets*), Finanzierungsmittel und ein selbständiger Zahlungsstrom (*cash flows*) zugeordnet.
- Es handelt sich um ein einzelnes und einmaliges Vorhaben, das im Regelfall zeitlich begrenzt ist. In Ländern, in denen Einspeisetarife existieren, orientiert sich die Laufzeit i. d. R. am Zeitraum, für den der Tarif festgelegt ist, in Deutschland 20 Jahre. Es können aber auch einzelne Phasen des Projektlebenszyklus ausgewählt werden.
- Das eingesetzte Kapital wird aus dem Einzahlungsüberschuss des Projektes bedient (*cash flow related lending*). Der Rückgriff auf die Eigenkapitalgeber („Sponsoren“) wird entweder vollständig ausgeschlossen (*non-recourse*) oder eingeschränkt (*limited recourse*), z. B. auf die frühen Projektphasen.¹⁵
- Üblicherweise wird das Projekt rechtlich eigenständig verankert. Hierzu wird eine Ein-Zweck-Gesellschaft (*Single Purpose Company, SPC*, oder *Special Purpose Vehicle, SPV*) gegründet.
- Durch diese Herauslösung aus den beteiligten Unternehmen wird üblicherweise eine bilanzneutrale Gestaltung der Finanzierung angestrebt (*off-balance sheet financing*). Dabei gilt es aber zu beachten, dass dem ggf. Konzernrechnungslegungsvorschriften entgegenstehen. Auch kann es im Einzelfall sein, dass das Projekt im Anhang zur Bilanz ausgewiesen werden muss.¹⁶
- Das Gesamtrisiko eines Fehlschlages wird auf alle Projektbeteiligten verteilt (*risk sharing*). Dabei übernimmt jeder Beteiligte im Rahmen des Risk-Sharing-Prozesses üblicherweise genau diejenigen Risiken, die er am besten einschätzen, kontrollieren und tragen bzw. versichern kann. Zugleich darf innerhalb der Struktur keine Partei einen zu hohen Einfluss bekommen; jeder Akteur muss im Rahmen seiner Möglichkeiten an den Risiken beteiligt werden.

Da die Strukturierung mit relativ hohen Transaktionskosten einhergeht, werden Projektfinanzierungen typischerweise nur bei größeren Projektvolumina genutzt. Eine weitere Anforderung sind stabile Zahlungsströme,

¹¹ Gesetz zur Beschränkung der Verlustverrechnung im Zusammenhang mit Steuerstundungsmodellen vom 22.12.2005 (BGBl. I S. 3683).

¹² Vgl. Hall, Foxon & Bolton (2014).

¹³ Vgl. Fabozzi & De Nahlik, Carmel F. (2012, S. 1), Esty (2004).

¹⁴ Vgl. Achleitner (2002, S. 438-440), Ortseifen (2002, S. 722), Reuter & Wecker (1999, S. 1-21), Roberts & Kasbekar-Shah (2009, S. 31-34), Tytko (1999, S. 7-15) und Wolf (2003, S. 59-68).

¹⁵ Bei einem vollen Rückgriff auf die Eigenkapitalgeber handelt es sich nicht mehr um eine Projektfinanzierung, selbst wenn etwa Tytko (1999, S. 13) von einer „Full-Recourse-Projektfinanzierung“ spricht; vgl. auch Achleitner (2002, S. 439) und Böttcher & Blattner (2013, S. 23).

¹⁶ Vgl. zu dieser Problematik z. B. Reuter & Wecker (1999, S. 17-19).



um die Darlehensvergabe ohne weitere Sicherheiten auf Vermögen und Ertragslage allein der Projekte abstellen zu können. Üblicherweise kommt eine Projektfinanzierung bei Volumina (deutlich) jenseits der 10 Millionen Euro zur Anwendung. Sind die Zahlungsströme sicher kalkulierbar, ist auch bei geringeren Volumina eine Non-Recourse-Projektfinanzierung grundsätzlich möglich, wie die Erfahrungen im Erneuerbare-Energien-Sektor zeigen. Hier herrschte durch die feste, vom Gesetzgeber garantierte Einspeisevergütung und den Einspeisevorrang wenigstens auf der Absatzseite Sicherheit. Damit verblieben zwar immer noch das Ressourcenrisiko und eine Reihe von Unsicherheiten bei der Projektentwicklung. Im Vergleich zu anderen Sektoren konnten aber die Zahlungsströme vergleichsweise gut kalkuliert werden. Dies hat sich auch im Zuge der Umstellung auf die Direktvermarktung nach Marktprämienmodell nicht wesentlich geändert. Zusammen mit den günstigen Refinanzierungsmöglichkeiten über die Förderbanken KfW, Landwirtschaftliche Rentenbank, z. T. die Europäische Investitionsbank (EIB) und Landesförderbanken lässt sich damit das große Engagement des Bankensektors erklären.¹⁷ Gemäß eigenen Umfragen unter im Windenergiesektor stark engagierten Banken werden von kleineren Kreditinstituten Mindestinvestitionsvolumina von einer Windenergieanlage, d. h. ca. 3 Millionen Euro, angegeben. Größere Banken setzen Mindestlosgrößen von 10 Millionen Euro bis 20 Millionen Euro an.

Die maximale Kreditsumme, die Banken vergeben, hängt von bankaufsichtsrechtlichen Regelungen und institutsspezifischen Grenzen zur Risikostreuung ab. Die aufsichtsrechtlichen Grenzen werden im Wesentlichen durch die Höhe des Eigenkapitals der Bank sowie den Umfang und die Struktur des Kreditportfolios bestimmt. Erreicht ein Kreditinstitut die individuelle Grenze, werden im Allgemeinen weitere Finanzierungspartner eingebunden, bei Sparkassen etwa die Landesbanken, im Genossenschaftssektor die DZ Bank (und WGZ Bank), teilweise aber auch säulenübergreifend Sparkassen und Genossenschaftsbanken gemeinsam. Bei großen Finanzierungsvolumina oberhalb von 35 Millionen Euro bis 50 Millionen Euro werden auch von großen überregionalen Bankhäusern Partner eingebunden. Dies geschieht entweder durch parallele Verhandlungen mit den Kreditinstituten in Form so genannter *Bank Clubs* oder federführend durch einen *Lead Arranger* bei syndizierten Krediten.

2.2 Bankfähigkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten¹⁸

Im Zusammenhang mit der Projektfinanzierung wurde der Begriff der Bankfähigkeit (engl. *bankability*) geprägt.¹⁹ Der Begriff wird in der Praxis vielfach verwendet, aber selten definiert. Es ist eine Sammelbezeichnung für all diejenigen Charakteristika, die ein Projekt in Summe aufweisen muss, um einen Kredit von einer Bank erhalten zu können.

(Lüdeke-Freund, Hampl, & Flink, 2012) definieren *bankability* als „Vertrauen [der Bank] in die Schuldendienstfähigkeit des Kreditnehmers, i.d.R. die hierfür gegründete Projektgesellschaft“ (S. 288). Sie leiten daraus die Anforderung „prognostizierbare[r] und stabile[r] Cashflows über die gesamte Finanzierungsperiode“ (ibid.) ab. Hinzu treten subjektive Faktoren. Unterschieden werden rechtliche, technische und wirtschaftliche Prüfdimensionen bzw. Komponenten und Projektakteure als Treiber der *bankability*. Auf der Komponentenseite unterscheiden sie Leistungsmerkmale (Kernfunktionen), Zusatzfunktionen und -leistungen, Zuverlässigkeit, Normgerechtigkeit, Haltbarkeit (Lebensdauer), Kundendienst und subjektive Wahrnehmung (Bekanntheit, Image, Werbung, Produktmarke), auf der Akteursseite Unternehmensprofil, Finanzstärke, Produktions- und Produktionstechnologie, Leistungsnachweis (Referenzen), Vertrieb und Service sowie subjektive Wahrnehmung (Bekanntheit, Reputation, Unternehmensmarke, Erfahrung, Wissen, Kompetenz, Partnerschaften) als Dimensionen. Die

¹⁷ Vgl. z. B. Financial Gates GmbH & HypoVereinsbank AG (2007, S. 10).

¹⁸ Dieser Abschnitt baut teilweise auf Ausführungen in Degenhart & Holstenkamp (2011) auf.

¹⁹ Anders als Lüdeke-Freund, Hampl & Flink (2012, S. 286) beziehen die Verfasser den Begriff allein auf die Finanzierung durch Kreditinstitute – im Unterschied zur „Finanzierbarkeit“ bzw. „Finanzierungswürdigkeit“ (*financeability*). Je nach Art des Projektes bzw. Investitionsobjektes können unterschiedliche Finanziers geeignet sein; oder umgekehrt: Verschiedene Finanzintermediäre stellen unterschiedliche Anforderungen an ihre Investitionsobjekte. Mit Blick auf Eigenkapitalgeber sprechen Lüdeke-Freund et al. (2012, S. 289) auch von der „Investability. Hamilton (2009) verwendet in diesem Zusammenhang den Begriff „investment grade“, den sie aus dem Bereich des Anleihenratings entlehnt und auf Erneuerbare-Energien-Projekte überträgt.



benannten Dimensionen werden bankspezifisch in Indikatoren übersetzt. Teilweise bestehen Positiv- oder Negativlisten, z. B. von Komponentenherstellern oder Gutachtern. Zahlreiche Faktoren lassen sich allerdings nur teilweise operationalisieren. Dies gilt beispielsweise für die Anforderung der etablierten Technologie (*proven technology*): Die meisten Erneuerbare-Energien-Technologien sind relativ neu. So liegen z. B. nur wenige auswertbare Erfahrungen mit der Degradation von PV-Modulen über lange Zeiträume vor, im Regelfall nicht für diejenigen Module, die in neueren Solarparks verbaut werden. Zudem wandeln sich die Technologien z. T. sehr schnell. Damit besteht die Gefahr, dass die in einem Projekt eingesetzte Technik bereits nach kurzer Zeit als veraltet gilt.²⁰ Solche Technologierisiken werden daher bei Erneuerbare-Energien-Projektfinanzierungen teilweise mittels Verfügbarkeitsgarantien an die Komponentenhersteller bzw. Dritte übertragen. Weiterentwicklungen werden im Allgemeinen – mit Einschränkungen, z. T. mit höheren Anforderungen an Eigenkapital und/oder Schuldendienstdeckungsgrad – finanziert, Prototypen generell nicht. Die Grenzen differieren je nach Institut.

Die genannten Faktoren werden von Banken – in unterschiedlichem Maße je nach internem Prozess und mit unterschiedlicher Gewichtung²¹ – im Rahmen der *due diligence* geprüft. Sie geben die mit dem Projekt verbundenen Risiken wider. In der Gesamtschau wird entschieden, ob das Projekt bankfähig ist, bevor die Marktfolge Ausfallrisiko und Ratingnote bestimmt. Im Anschluss daran werden die Finanzierungsstruktur und die Finanzierungsbedingungen festgelegt.

Vorgelagert vor einer Bewertung von Komponenten und Akteuren ist die Einschätzung der Bank zum Länderrisiko und zum regulatorischen Rahmen. Letzterer wird in Deutschland grundsätzlich als stabil und verlässlich eingeschätzt. Einzelne PV- und Windenergieprojekte, die in ein *Smart Microgrid* eingebunden werden, sind damit bei Beachtung der qualitativen Anforderungen in Deutschland derzeit grundsätzlich bankfähig. Dies gilt auch für den Wechsel auf Ausschreibungsverfahren für die Phase nach Erteilung des Zuschlags. Schwieriger gestaltet sich die Finanzierung in der Bewerbungsphase des Ausschreibungsverfahrens sowie von Geschäftsansätzen außerhalb des EEG. Hier dürfte die Finanzierung im Regelfall stärker auf die beteiligten Unternehmen abgestellt werden, etwa bei Großbatterien, die für den Einsatz in den Regelleistungsmärkten errichtet werden.

2.3 Zahlungsstrombetrachtungen

Da die Projektfinanzierung wesentlich auf die Zahlungsstromüberschüsse eines Projektes im Zeitablauf abstellt, steht bei der Analyse sowohl der Investoren als auch der Kreditgeber das Zahlungsstrommodell (*cash flow model*) im Mittelpunkt. Üblicherweise stellen die Investoren eine interne Berechnung der zahlungswirksamen Erträge und der zahlungswirksamen Aufwendungen für alle Betrachtungszeitpunkte (z. B. Jahre) über die Projektlaufzeit auf. Die Differenz aus zahlungswirksamen Erträgen und zahlungswirksamen Aufwendungen wird als *cash flow* (CF) bezeichnet.²² Die Projektlaufzeit bestimmt sich nach Dauer der Vergütung, d. h. Zeitraum der EEG-Vergütung oder Vertragslaufzeit bei einem Abnahmevertrag, nach der wirtschaftlichen Restnutzungsdauer der Anlage oder der Laufzeit von Pachtverträgen, abzüglich eines zeitlichen Puffers:

$$(1) \quad LT = \min(T_{\text{EEG/PPA}}, T_{\text{RUL}}, T_L) - \tau \quad \text{mit: } LT: \text{ Laufzeit des Kredits, } T_{\text{EEG/PPA}}: \text{ Vergütungsperiode (EEG bzw. Abnahmevertrag), } T_{\text{RUL}}: \text{ Restnutzungsdauer, } T_L: \text{ Laufzeit der Pachtverträge, } \tau: \text{ zeitlicher Puffer}$$

Diese Zusammenstellung von *cash flows* für alle Perioden durch die Investoren wird auch *sponsors' case* bzw. *investors' case* genannt. Bei der Betrachtung aus Bankenperspektive werden im Regelfall eher niedrigere zahlungswirksame Erträge und höhere zahlungswirksame Aufwendungen angesetzt (*banking case*). Damit wird zum einen den vorhandenen Unsicherheiten Rechnung getragen.²³ Die Abschläge dienen der Berücksichtigung

²⁰ Vgl. Böttcher (2009, S. 195–197).

²¹ Vgl. z. B. die Angaben zur Gewichtung qualitativer vs. quantitativer Faktoren bei Degenhart & Pehl (2009, S. 26).

²² Vgl. Perridon, Steiner & Rathgeber (2009, S. 580).

²³ Friese & Dickhoff (2015) sprechen in diesem Zusammenhang von einem „Risikopuffer“ (S. 42).



von technischen Verfügbarkeiten und Leitungsverlusten. In der Literatur werden z. B. für PV-Projekte pauschale Abschläge auf die prognostizierten *cash flows* in Höhe von 5 % bis 10 % berichtet.²⁴ Die Abschläge sollten mit dem verwendeten Konfidenzniveau für die Schätzung der Winderträge bzw. solaren Einstrahlung variieren. In einer eigenen Befragung von Kreditinstituten werden dementsprechend für die Windenergie an Land Abschläge zwischen 3 % bis 10 % für ein Konfidenzniveau von 75 % (P75, siehe unten 3.1.3) und bis zu 16 % bei einem Konfidenzniveau von 50 % (P50) berichtet. Ein solches Korrekturverfahren wird in der wissenschaftlichen Literatur wegen seiner Willkür beanstandet.²⁵ Zum anderen weist der *sponsors' case* nicht selten eher optimistische Prognosen einzelner Zahlungsströme auf. In diesem Fall erfolgt eine Korrektur durch die Bank auf Basis von Erfahrungswerten aus anderen Projekten, teilweise auch auf der Grundlage von Gutachten, etwa bei der Bestimmung der Windhöffigkeit eines Standorts für ein Onshore-Windenergie-Projekt.²⁶ Man kann diese Korrekturen mithin als Ausdruck unterschiedlicher Risikopräferenzen, in manchen Fällen sicherlich auch als Austausch fehlerhafter Prognosewerte, interpretieren.

3 Schuldendienstdeckungsgrad als zentrale Kennzahl

3.1 Definition und Bestimmung bei Erneuerbare-Energien-Projekten

3.1.1 Debt Service Coverage Ratio (DSCR) und Loan Life Coverage Ratio (LLCR)

Aus dem Zahlungsstrommodell wird der Schuldendienstdeckungsgrad als eine für die Strukturierung zentrale Kenngröße abgeleitet.²⁷ Der Schuldendienstdeckungsgrad ist definiert als Verhältnis des für den Schuldendienst zur Verfügung stehenden Zahlungsstromüberschusses (*Cash Flow Available for Debt Service, CFADS*) zum periodenrelevanten Schuldendienst (*Debt Service, DS*):

$$(2) \quad DSCR = \frac{CFADS}{DS}$$

Die Kennzahl wird entweder als Durchschnittswert (*Average DSCR, ADSCR*), d. h. über die Gesamtlaufzeit des Kredits, oder als periodenbezogener Wert ($DSCR_t$) verwendet:

$$(3a) \quad DSCR_t = \frac{CFADS_t}{DS_t}$$

$$(3b) \quad ADSCR = \frac{1}{LT} \sum_{t=0}^{LT} \frac{CFADS_t}{DS_t} = \frac{1}{LT} \sum_{t=0}^{LT} DSCR_t \quad \text{bzw.} \quad ADSCR^* = \frac{\sum_{t=0}^{LT} CFADS_t}{\sum_{t=0}^{LT} DS_t}$$

Der ADSCR in Formel (3b) ist das arithmetische Mittel aller periodenbezogenen DSCR über die Laufzeit des Kredits. Beim ADSCR* wird die Summe aller Zahlungsstromüberschüsse ins Verhältnis gesetzt zur Summe aller Zins- und Tilgungsleistungen. Beide Wege, einen durchschnittlichen DSCR zu bestimmen, sind gebräuchlich; ADSCR und ADSCR* müssen allerdings nicht identisch sein. Das trifft insbesondere dann zu, wenn der periodenbezogene Schuldendienstdeckungsgrad Ausreißer nach oben oder unten aufweist (siehe Tabelle 1).

²⁴ Vgl. Financial Gates GmbH & HypoVereinsbank AG (2007, S. 15).

²⁵ Vgl. z. B. Perridon et al. (2009, S. 106-107) oder Kruschwitz (2014, S. 310-312) sowie die darin angegebene Literatur.

Ein solcher Risikoabschlag ließe sich theoretisch allenfalls als Bestimmung des Sicherheitsäquivalentes des *cash flow* begründen. Hierzu müsste der Bank aber bekannt sein, auf welcher Grundlage die Investoren die *cash flows* bestimmt haben. Bei gleichem Verfahren zur Berücksichtigung von Risiken auf Seiten der Investoren müsste die Bank zudem die Risikonutzenfunktion der Investoren kennen. Eine Objektivierung unterschiedlicher Abschläge auf Basis differierender Risikopräferenzen erscheint damit als kaum praktikabel. Wenigstens müsste aber die Höhe der subjektiven Korrekturfaktoren im Einzelfall plausibilisiert werden. Auch dies dürfte in der Praxis aber zumeist unterbleiben.

²⁶ Vgl. Degenhart & Pehl (2009, S. 25-26).

²⁷ Als zweite bedeutende Kennziffer weisen Degenhart & Pehl (2009) die *Loan Life Cover Ratio* (LLCR) aus.



Tabelle 1: Unterschiede bei der Berechnung des durchschnittlichen DSCR (fiktives einfaches Beispiel)

Fall A							
Größe	Periode (t)					ADSCR	ADSCR*
	1	2	3	4	5		
CFADS	100	100	100	100	100		500
DS	80	80	80	80	80		400
DSCR	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Fall B							
Größe	Periode (t)					ADSCR	ADSCR*
	1	2	3	4	5		
CFADS	100	100	100	100	100		500
DS	20	80	80	80	80		340
DSCR	5	1,25	1,25	1,25	1,25	2	1,47

Quelle: Eigene Darstellung.

Gebäuchlich sind im Rahmen der Projektfinanzierung zwei weitere Kennzahlen (*siehe auch die Übersicht in Tabelle 2*), die *Loan Life Coverage Ratio* (LLCR) und *Project Life Cover Ratio* (PLCR). Die Kennziffern berechnen sich gemäß

$$(4) \quad LLCR_t = \frac{NPV_{LT}(CFADS)}{DB_t} \quad \text{mit NPV: Barwert (Net Present Value), } NPV_{LT}: \text{ Barwert bis zum Zeitpunkt der Kreditrückzahlung, DB: ausstehender Kreditbetrag bzw. Restschuld (Debt Balance) und}$$

$$(5) \quad PLCR_t = \frac{NPV_T(CFADS)}{DB_t} \quad \text{mit NPV}_T: \text{ Barwert über Projektlebensdauer}$$

Aus

$$(4b) \quad NPV_{LT} = \sum_{t=0}^{LT} \frac{CFADS_t}{i^D} \quad \text{mit } i^D = \text{Diskontsatz, hier: Kosten des Fremdkapitals (weighted average cost of debt)}$$

ergibt sich

$$(4c) \quad LLCR_t = \frac{\sum_{t=0}^{LT} \frac{CFADS_t}{i^D}}{DB_t}$$

Die größte Bedeutung kommt bei der Projektfinanzierung dem DSCR zu; wenigstens wird diese Kennziffer von allen Banken verwendet. Im Folgenden wird daher ausschließlich auf den DSCR eingegangen, hier periodenbezogen.

Der für den Schuldendienst zur Verfügung stehende Zahlungsstromüberschuss lässt sich weiter aufteilen in *cash flows* zuzüglich Schuldendienstreserve (*Debt Service Reserve Account, DSRA*), der Schuldendienst in Zins- und Tilgungszahlungen:

$$(6a) \quad DSCR_t = \frac{CF_t + DSRA_t}{I_t + PB_t} \quad \text{mit CF: cash flow, I: Zinszahlungen, PB: Tilgungszahlungen}$$

**Tabelle 2: Finanzierungskennzahlen bei einer Projektfinanzierung**

Abkürzung	Name	Definition/Bedeutung
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	(periodenbezogenes) Verhältnis von für den Schuldendienst verfügbarem Zahlungsüberschuss zu Schuldendienst Fähigkeit der Projektgesellschaft, den Zahlungsverpflichtungen gegenüber der Bank in einem bestimmten Jahr nachzukommen
ADSCR	Average Debt Service Coverage Ratio	arithmetisches Mittel der $DSCR_t$ für die Jahre $t = 0, \dots, LT$ oder: Quotient aus Summe der Zahlungsüberschüsse und Summe der Schuldendienste Fähigkeit der Projektgesellschaft, den Zahlungsverpflichtungen gegenüber der Bank über die Laufzeit des Kredits nachzukommen
LLCR	Loan Life Coverage Ratio	Verhältnis von Kapitelwert der für den Schuldendienst verfügbaren Zahlungsüberschüsse innerhalb der Kreditlaufzeit zur Restschuld Fähigkeit der Projektgesellschaft, den Kredit während der Kreditlaufzeit zurückzuzahlen
PLCR	Projekt Life Cover Ratio	Verhältnis von Kapitelwert der für den Schuldendienst verfügbaren Zahlungsüberschüsse innerhalb der gesamten Projektlaufzeit zur Restschuld Fähigkeit der Projektgesellschaft, den Kredit während der Projektlaufzeit zurückzuzahlen

Quelle: Eigene Darstellung.

Der *cash flow* ergibt sich, wie oben dargestellt, als Differenz aus den Projektrückflüssen und den zahlungswirksamen Aufwendungen der Periode, v. a. die Betriebskosten einschl. Brennstoffkosten, Wartungskosten und Versicherungen:

$$(6b) \quad DSCR_t = \frac{R_t - C_t + DSRA_t}{I_t + PB_t} \quad \text{mit } R: \text{Rückflüsse, } C: \text{laufende Kosten}^{28}$$

3.1.2 Anwendung bei Erneuerbare-Energien-Projektfinanzierungen

Die einzelnen Zahlungsströme im Zähler könnten projektspezifisch weiter ausdifferenziert werden. Für die vorliegende Betrachtung soll die in (6b) erfolgte Aufteilung jedoch ausreichen. Hier ist für die Analyse ferner von Relevanz, dass es sich bei I_t und PB_t um vertraglich fixierte Werte handelt; der Nenner ist mithin eine sichere Größe.²⁹ Gleichwohl können bei den Analysen die Parameterwerte verändert werden, um die Auswirkungen auf die Kennziffer zu prüfen und zu schauen, ob die Anforderung

$$(7) \quad DSCR_t \geq \widehat{DSCR}_t \quad \forall t = 1, \dots, T \quad \text{mit } \widehat{DSCR}_t: \text{ geforderter Mindest-Schuldendeckungsgrad, } T: \text{ Projektlaufzeit}$$

erfüllt wird. Auch hinsichtlich der Schuldendienstreserve werden üblicherweise Anforderungen in den Kreditvertrag aufgenommen. Sofern die Reserve nicht in Anspruch genommen werden muss, handelt es sich damit ebenfalls um eine sichere Größe.³⁰

Die laufenden Kosten lassen sich oft auf Basis von Erfahrungswerten gut kalkulieren, sofern sie nicht ohnehin vertraglich fixiert sind (z. B. Versicherungsprämien, Vollwartungsvertrag). Bei Teilwartungsverträgen werden

²⁸ Dieser Bezeichnung liegt ein entscheidungsorientierter Kostenbegriff zugrunde.

²⁹ Üblicherweise wird der Zinssatz für zehn Jahre fixiert; eine Freistellung vom Zinsrisiko über die gesamte Projektlaufzeit ist im Rahmen der KfW-Förderdarlehen möglich, aber teuer. Für die Zeit nach der zehnjährigen Zinsbindungsfrist können Zinssicherungen in Anspruch genommen werden. Andernfalls nehmen die Banken, so die Aussage bei von den Autoren geführten Interviews, höhere Zinszahlungen ab Jahr 11 an.

³⁰ Bei Inanspruchnahme ergibt sich eine zeitliche Abhängigkeit, von der hier der Einfachheit halber abstrahiert wird.



üblicherweise von den Kreditinstituten Wartungsreserven gefordert; diese Reserve fungiert folglich als Prämie, die aus dem unsicheren Zahlungsstrom einen (näherungsweise) sicheren macht. Insgesamt kann man daher davon ausgehen, dass auch C_t annähernd sicher bestimmt werden kann. Aus diesem Grund werden von Banken auch Festpreisverträge mit Anlagenherstellern und Generalunternehmerverträge für die übrigen Gewerke präferiert. Wegen der Schnittstellenproblematik wird der Abschluss einzelner Verträge durch den Betreiber (*multi contracting*) auf Bankenseite kritisch gesehen.

Damit verbleibt allein R_t als unsichere Größe, die wiederum in eine Mengen- und eine Preiskomponente geteilt werden kann: Die Menge des erzeugten Stroms ist bei PV und Windenergie im Wesentlichen dargebotsabhängig, sieht man von Wartungen und Reparaturen ab. Durch den Einspeisevorrang ist geregelt, dass die erzeugte Menge auch abgesetzt werden kann.³¹ Der erzielbare Erlös ist durch den festen Einspeisetarif fixiert bzw. bei Inanspruchnahme der Direktvermarktung gemäß Marktprämienmodell nach unten abgesichert; wird die Strommenge an der Börse in Paris lediglich „durchgehandelt“, mithin ein theoretisches Mehrerlöspotenzial nicht ausgeschöpft (oder bei der Kalkulation im *banking case* nicht berücksichtigt), so ist auch im Marktprämienfall die Preiskomponente sicher. Nach Erteilung des Zuschlags gilt dies auch für den Fall von Ausschreibungen, sofern hierbei die Vergütung wiederum fest vereinbart wird.

$$(8a) \quad DSCR^{Wind,PV}_t = \frac{\bar{Q}_t \times FiT^{MP} - C_t + DSRA_t}{I_t + PB_t} \quad \text{mit } Q_t: \text{erzeugte und abgesetzte Strommenge, } FiT^{MP}: \text{Einspeisetarif bei Inanspruchnahme der Marktprämie}$$

Bei Biogasprojekten kommen Unsicherheiten bei der Beschaffung der Substrate hinzu, womit die Aufwendungen ebenfalls eine unsichere Größe darstellen:

$$(8b) \quad DSCR^{Biogas}_t = \frac{\bar{Q}_t \times FiT^{MP} - \bar{C}_t + DSRA_t}{I_t + PB_t} \quad \text{wobei die Streuung der Menge geringer ist als bei Wind } onshore \text{ und Photovoltaik.}$$

Anhand der Gleichungen (6a,b) und (8a,b) lassen sich damit die Auswirkungen von Rechtsänderungen und die Wahl von Vermarktungsvarianten auf die Bankfähigkeit von Projekten zeigen und zum anderen Möglichkeiten der Strukturierung der Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten untersuchen.

3.1.3 Beispiel Wind onshore

Zuvor wird jedoch am Beispiel der Windenergie an Land gezeigt, in welcher Weise die Mindestanforderungen an den DSCR vom Umgang mit Unsicherheiten abhängen und was demzufolge bei der Interpretation dieser Größe beachtet werden muss. Da eine Bank bei einer Projektfinanzierung darauf angewiesen ist, dass Zins- und Tilgungszahlungen (im Wesentlichen) aus den Erträgen des Projektes geleistet werden, muss der DSCR mindestens 1,0 betragen. Ein größerer Wert ist nur dann notwendig, wenn der Einzahlungsüberschuss nicht mit Sicherheit prognostiziert werden kann. Dies ist gemäß Gleichung (8a) bei Windenergieprojekten grundsätzlich der Fall: Die erzeugte und abgesetzte Strommenge unterliegt Schwankungen.

Die Mindestanforderungen an den Schuldendienstdeckungsgrad hängen von der Höhe der Unsicherheiten der Zahlungsströme ab. Nutzt man als Risikomaß den *Value-at-Risk* (VaR) der unsicheren Größe, so ließe sich schreiben:

$$(9a) \quad D\widehat{S}C R_t = f(VaR_\alpha(DSCR_t))$$

bzw.

$$(9b) \quad D\widehat{S}C R_t = f(VaR_\alpha(\bar{Q}_t)) \quad \text{wegen bzw. sofern } FiT^{MP}, C_t, DSRA_t, I_t, PB_t \cong konst.$$

³¹ Liegt kein Einspeisetarif-System vor, sondern werden langfristige Abnahmeverträge (*Power Purchase Agreements*, PPAs) geschlossen, ist als weiterer Faktor die Sicherheit der Abnahme durch das Energieversorgungsunternehmen und die Beständigkeit desselbigen zu berücksichtigen.



An der Formulierung in der Formel (9a) bzw. (9b) wird zugleich deutlich, dass der geforderte DSCR nicht nur von der Varianz bzw. allgemein der Unsicherheit der Zahlungsströme selbst abhängt, sondern auch vom gewählten Konfidenzniveau – hier als Parameter $\gamma = 1-\alpha$ des VaR.

Die Güte der Prognose der erzeugten Strommenge hängt zum einen von der Qualität des Gutachtens bzw. Prognosemodells des Gutachters, zum anderen von der Verfügbarkeit von Daten für den gewählten Standort ab. Generell gilt, dass die Abweichungen bei der Photovoltaik geringer sind als bei der Windenergie. Demzufolge müssten die Anforderungen der Banken bei PV-Projekten geringer als bei Windenergievorhaben und an bekannten, erprobten Standorten niedriger als bei neuen Standorten sein.

Banken verlangen im Regelfall, dass zwei Gutachten eingeholt werden. Die Gutachter müssen bestimmte Qualitätskriterien erfüllen. Weichen beide Gutachten stark voneinander ab, wird im Regelfall ein drittes Gutachten beauftragt. Für das Zahlungsstrommodell wird das arithmetische Mittel der Gutachtenwerte verwendet.

Die Prognose von Erträgen einer Windenergieanlage ist unsicher. Die Unsicherheiten umfassen u. a.

- die Messgenauigkeit bzw. potenzielle Messfehler,
- historische und künftige Schwankungen der Windgeschwindigkeiten,
- mögliche Abweichungen durch die vertikale Extrapolation der Messwerte auf Basis einer Schätzung mittels Weibull-Verteilung,³²
- potenzielle Fehler der Strömungsmodelle und
- die Höhe der Verlustfaktoren, z. B. Abweichungen von der Leistungskennlinie der Windturbine.

Übliche Annahmen sind Normalverteilung und stochastische Unabhängigkeit. Auf Basis der Modellrechnungen werden Schätzwerte für die Windenergieerträge bestimmt. Hierfür werden unterschiedliche Konfidenzniveaus γ festgelegt; üblich sind bei Windenergieprojektfinanzierungen P50, P75, P90 und P99 (mit $\gamma = 0,5$, $\gamma = 0,75$, $\gamma = 0,9$ und $\gamma = 0,99$). Sei Q die Zufallsvariable, dann ist P_γ derjenige Wert a , für den gilt:

$$(10) \quad a \mid P(a \leq Q \leq \infty) = \int_a^\infty f(q) dq = \gamma$$

P50 ist der Erwartungswert.

Seien γ_A, γ_B zwei unterschiedliche, von einer Bank oder einem Gutachter festgelegte Konfidenzniveaus. Dann gilt für die zugehörigen P-Werte³³:

$$(11) \quad P_{\gamma_A} > P_{\gamma_B}, \text{ wenn } \gamma_A < \gamma_B.$$

folgt beim Einsetzen in die DSCR-Formel zugleich:

$$(12) \quad DSCR_t^A > DSCR_t^B$$

Der DSCR ist mithin bei Verwendung eines niedrigeren Konfidenzniveaus größer, bei einem höheren Konfidenzniveau geringer.

Das Konfidenzniveau ist ein Ausdruck der Sicherheit des Zahlungsstroms. Der erwartete DSCR ist mithin höher, je niedriger das Konfidenzniveau ist; der Ziel-DSCR hängt von der Wahl des Konfidenzniveaus ab:

$$(9c) \quad \widehat{DSCR}_t = f(\gamma)$$

³² Die Windmessungen finden im Allgemeinen nicht in Höhe der Nabe statt. Daher muss für die Berechnung der Windausbeute ein Schätzwert für die höheren Windgeschwindigkeiten in größerer Höhe bestimmt werden; vgl. Carta, Ramirez & Velazquez (2009), Doran & Verholek (1978) oder Sedefian (1980).

³³ Die Konfidenzniveaus werden in Verbindung mit den P-Werten üblicherweise in Prozent angegeben: P50 ist der P-Wert für das Konfidenzniveau von $\gamma = 0,5 = 50\%$.



3.2 DSCR als Kontrollgröße und als Maßstab für die Strukturierung der Finanzierung

3.2.1 *DSCR und financial covenants*

Die Einhaltung eines bestimmten Mindestwertes des DSCR kann zu den quantitativen Zielvorgaben eines Kreditgebers für den Kreditnehmer (*financial covenants*)³⁴ im Rahmen der Projektfinanzierung zählen. *Financial covenants* sind vertragliche Nebenabreden. Die Einhaltung der *financial covenants* wird regelmäßig überprüft. Eine Verletzung der Vorgaben (*breach of covenants*) kann Sanktionen bis hin zur Kündigung des Kreditvertrages nach sich ziehen. Eine solche außerordentliche Kündigung ist gemäß § 490 Bürgerliches Gesetzbuch (BGB) allerdings erst dann möglich, wenn „in den Vermögensverhältnissen des Darlehensnehmers oder in der Werthaltigkeit einer für das Darlehen gestellten Sicherheit eine wesentliche Verschlechterung eintritt oder einzutreten droht“ und dadurch die „Rückzahlung des Darlehens, auch unter Verwertung der Sicherheit, gefährdet wird“.³⁵ Wann eine Verschlechterung wesentlich und eine Gefährdung der Rückzahlung gegeben ist bzw. droht, ist auslegungsbedürftig.³⁶

Aus diesen Gründen wird eine Bank üblicherweise, insbesondere bei leichten Abweichungen innerhalb einer definierten Spanne (*headroom*), zunächst eine Ursachenanalyse betreiben. Es gilt folglich die modifizierte Vorschrift

$$(7^*) \quad DSCR_t \geq \widehat{DSCR}_t - \delta \quad \forall t = 1, \dots, T \quad \text{mit } \delta: \text{headroom.}$$

Wird weiter gegen Vorgaben verstoßen, schließt sich ggf. eine Dividendensperre und Restrukturierung der Finanzierung an. Im Regelfall werden weitere Auszahlungen, sofern solche anstehen, ausgesetzt. Eine Bank kann auch auf die Ausübung des außerordentlichen Kündigungsrechts verzichten (*waiver*). Solcherlei Nachverhandlungen gehen im Regelfall mit der Erhebung gesonderter Vergütungen, erhöhten Zinssätzen, zusätzlichen Sicherheitenbestellungen und/oder kürzeren Informationsintervallen einher. Erst im letzten Schritt, wenn die genannten Maßnahmen nicht greifen, kommt es zu einer Kündigung des Kreditvertrags.

Nicht alle Banken legen in ihren Kreditverträgen Mindest-DSCR als *financial covenant* fest. Dennoch wird die Einhaltung der Kennwerte regelmäßig vonseiten der Bank geprüft. Auch in diesem Kontext fungiert der DSCR somit als Kontrollgröße. Ein Zustand $DSCR_t < \widehat{DSCR}_t$ indiziert mögliche wirtschaftliche Probleme des Projekts und in deren Folge drohende Zahlungsausfälle. Die Finanzkennzahlen übernehmen somit die Funktion des – wegen der zeitlichen Verzögerung zwischen Eintritt der Verschlechterung und Bericht möglicherweise unvollkommenen – Krisenindikators, des Disziplinierungs- und Steuerungsinstruments. Kreditinstitute sichern sich damit eine gewisse Einflussnahme auf das Projekt, um Problemen der asymmetrischen Informationsverteilung vorzubeugen.³⁷

3.2.2 *Debt sizing und debt sculpting*

Mindestens ebenso bedeutsam ist die Kennziffer ex ante für die Strukturierung der Finanzierung, nämlich für die Bemessung des maximalen Kreditbetrages, der an die Projektgesellschaft ausgezahlt werden kann (*debt sizing*) wie auch für die Festlegung der Rückzahlungen einschließlich tilgungsfreier Jahre (*debt sculpting*).

Um Risiken aus der asymmetrischen Informationsverteilung zwischen Investor und Bank zu verringern, setzen die Kreditinstitute oft eine Mindesteigenkapitalausstattung voraus. In Interviews werden 8 % bis 10 % für den Bereich der Windenergie *onshore* genannt. Teilweise werden aber auch Projekte ohne Eigenkapital vollständig von Banken finanziert, wenn die Zahlungsströme eine solche Finanzstruktur erlauben und dies aus Wettbewerbsgründen vorteilhaft erscheint. Grundsätzlich handelt es sich bei der Eigenkapitalquote um einen

³⁴ Zum Begriff und zur Bedeutung von Covenants vgl. z. B. Regelin & Bourgeois (2013).

³⁵ Vgl. Regelin & Bourgeois (2013, S. 184) m. w. N.

³⁶ Vgl. dazu im Einzelnen die rechtswissenschaftliche Literatur, z. B. Merkel/Tetzlaff, § 98 Rn. 174-179 in Schimansky, Bunte & Lwowski (2011), Mülbart, § 490 in Mansel, Henrich, Staudinger & Albrecht (2015) und Rossbach, 11.112-119 in Bauer, Wittig & Kümpel (2011).

³⁷ Vgl. Oehler & Unser (2002, S. 333–338).



gestaltbaren Parameter, der auf Basis der DSCR-Berechnungen festgesetzt wird. Kann ein Projekt bei gegebener Finanzierungsstruktur die DSCR-Anforderungen nicht erfüllen, wird die Eigenkapitalquote so lange heraufgesetzt, bis der DSCR mit hoher Wahrscheinlichkeit jederzeit während des Projektes oberhalb des geforderten Mindestwertes liegt. Zunehmendes Eigenkapital bedeutet geringere Zins- und Tilgungsleistungen (DS_t) und damit einen steigenden DSCR gemäß Gleichung (3a):

$$(3a^*) \quad DSCR^A_t = \frac{CFADS_t}{DS^A_t} > DSCR^B_t = \frac{CFADS_t}{DS^B_t}, \text{ wenn } DS^A_t < DS^B_t$$

Es werden oft verschiedene Belastungsszenarien gerechnet und überprüft, ob in diesen Fällen der Schuldendienst noch bedient werden kann, d. h. der $DSCR_t > 1$ ist. Anstelle der hier skizzierten Szenarioanalyse kann auch mittels Monte-Carlo-Simulation eine Wahrscheinlichkeitsverteilung des DSCR bestimmt werden.³⁸ Aus Bankensicht ist dann eine Verdichtung nicht auf den Erwartungswert, sondern auf eine Downside-Risk-Kennzahl wie *value-at-risk* oder *shortfall* angezeigt, denn für die Bank ist wegen der festgelegten Verzinsung der Ertrag des Geschäfts im Wesentlichen dadurch bestimmt, ob Zins- und Tilgungsleistungen zur vereinbarten Zeit in der festgelegten Höhe erfolgen.

Neben der Eigenkapitalquote ist auch die Rückzahlungsstruktur, etwa die Zahl der tilgungsfreien Monate bzw. Jahre, ein Parameter, der ggf. im Rahmen der Finanzmodellierung variiert wird. Im Allgemeinen werden die Tilgungsleistungen an den Charakter des Projektes angepasst, sodass die Finanzkennzahlen jederzeit erfüllbar sind.

3.3 Anforderungen an die DSCR bei Erneuerbare-Energien-Projekten

3.3.1 Literaturwerte und Vergleich mit Befragungsergebnissen für den Bereich Wind *onshore*

Aus den Ausführungen unter 3.1 und 3.2 kann damit entnommen werden, dass zum einen beim Vergleich von DSCRs zu beachten ist, in welcher Weise Risiken berücksichtigt wurden, und dass zum anderen die Parameter DSCR, Eigenkapitalquote und Struktur der Tilgungszahlungen voneinander abhängen. Bei einer Durchsicht der vorhandenen Literatur fällt zunächst auf, dass die Annahmen nicht immer spezifiziert werden, sondern teilweise ohne nähere Erläuterungen Angaben zur Mindest-DSCR gemacht werden. Die Aussagen dürften sich dabei jeweils auf den *banking case* beziehen, d. h. nach Berücksichtigung gewisser Korrekturen. Unklar bleibt vielfach, ob weitere Risikoabschläge vorgenommen wurden bzw. welches Konfidenzniveau bei der Bestimmung der Ressourcenverfügbarkeit gewählt wurde, in manchen Fällen auch, ob der periodenbezogene $DSCR_t$, der durchschnittliche DSCR oder die LLCR gemeint ist. Insofern sind die in Tab. 1 beispielhaft zusammengetragenen Zielwerte für Windenergie an Land, Photovoltaik und Biogas im Einzelnen kritisch zu hinterfragen.

Vergleicht man für Wind *onshore* die Literaturwerte und diejenigen, die im Rahmen eigener Interviews erhoben wurden, so fällt zunächst auf, dass in der Praxis offenbar teilweise niedrigere DSCRs anzutreffen sind, als in der Literatur angegeben wird. Hierbei ist gemäß Interviews zu beachten, dass standortspezifische Unterschiede gemacht werden, die sich mit den geringeren Unsicherheiten an sehr guten Standorten mit einer Vielzahl vorhandener Windparks und entsprechenden Ertragsdaten erklären lassen. Zudem handelt es sich bei den Konditionen um ein Ergebnis von Verhandlungen im Markt für Windenergiefinanzierungen, das wesentlich von der Verhandlungsposition der Kreditnehmer/innen und Kreditgeber/innen abhängt.

Die Zahlen in Tab. 1 zeigen ferner, dass Windenergie- und PV-Projekte bei den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen – eine Wirtschaftlichkeit des Vorhabens vorausgesetzt – relativ günstige Finanzierungsbedingungen haben, insbesondere auch zu Projektfinanzierungen in anderen Sektoren. Bei Biogasprojekten sind die Anforderungen der Banken höher. Die Vermutung geringerer Mindest-DSCRs bei PV-Projekten im Vergleich zu Wind *onshore* bestätigt sich nicht, wobei hier zwei Erklärungen denkbar sind: Zum einen sind die vergleichsweise geringen DSCR-Werte für die Windenergie der Verwendung eines hohen Konfidenzniveaus von 90 % (Europa) bzw. 99 % (USA) geschuldet. In den verwendeten Quellen wird keine Aussage zu den Konfidenzniveaus bei PV-Projekten getroffen; sie dürften aber niedriger sein. Zum anderen beziehen sich die PV-Werte

³⁸ Zur Monte-Carlo-Simulation im Kontext der Projektfinanzierung vgl. z. B. Backhaus, Schulte Lünzum & Werthschulte (2003).



nicht allein auf Projekte in Deutschland. In anderen Ländern kommen jedoch ggf. ein höheres Länderrisiko und projektspezifische Risiken hinzu. Der Förderrahmen ist nicht identisch, weshalb die Zahlen nicht direkt vergleichbar sind.

Tab. 3: Mindest-Schuldendienstdeckungsrate für unterschiedliche Erneuerbare-Energien-Projekte

Projekttyp	DSCR _t	LLCR/ durchschn. DSCR
Wind <i>onshore</i>	1,1, ausnahmsweise 1,05 ^a 1,0, wenn LLCR mind. 1,15 ^a 1,1 (Stephan, 13.01.2010)	1,15-1,3 ^a 1,15 ^a 1,3 bei P90 (Friese & Dickhoff, 2015, p. 42) 1,1 bei P90 [Europa], 1,0 bei P99 [USA] (Neugaertner, 30.10.2012) 1,2-1,3 (Degenhart & Pehl, 2009, p. 26) 1,2-1,4 (Financial Gates GmbH & HypoVereinsbank AG, 2007, p. 12)
Photovoltaik	1,0-1,2 (Eden, 2011, p. 734) 1,1 (Stephan, 13.01.2010)	1,2-1,4 (Eden, 2011, p. 734) 1,05-1,15 (Financial Gates GmbH & HypoVereinsbank AG, 2007, p. 15)
Biogas	1,2 (Fischer, 2011, p. 757) ³⁹ 1,2 (Stephan, 13.01.2010)	1,5 (Best, 12.09.2012)
Projektfinanzierungen allgemein		1,5, bei starken Schwankungen: 2,0 (Böttcher & Blattner, 2013, p. 182)

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der angegebenen Literatur; ^a eigene Befragung von Kreditinstituten.

Regulatorische Unsicherheiten werden bei der Finanzmodellierung für eine Erneuerbare-Energien-Projektfinanzierung an unterschiedlichen Stellen berücksichtigt:

- durch die Einrichtung eines Reservekontos,
- durch Garantien bzw. Bürgschaften (z. B. bei internationalen Projekten) oder
- durch „konservativere“ Zahlungsstromberechnungen, d. h. Anpassung bei der Bestimmung der Ertragskomponente.

Während pauschale Korrekturfaktoren, zumal wenn sie kumulativ angewendet werden, aus theoretischer Sicht abzulehnen sind, erscheinen andere Anpassungen für die Szenarioanalyse im *banking case* aus Perspektive der Kreditinstitute sinnvoll. Dies gilt beispielsweise für die Berücksichtigung von Boni im Rahmen von Biogasprojekten nach EEG 2009. Eine Bank wird hier im Regelfall prüfen, ob die Rückzahlung des Kredits auch dann gesichert ist, wenn bestimmte Boni nicht gezahlt werden. In gleicher Weise werden Banken Zusatzerlöse aus der Direktvermarktung behandeln. Die meisten Direktvermarktungsverträge sind so gestaltet, dass ein Erlös mindestens in Höhe des „anzulegenden Werts“ bzw. der festen Einspeisevergütung erreicht wird; im *worst case* geht somit lediglich der Zusatzerlös gegen null.⁴⁰

³⁹ Fischer schränkt diese Aussage dahingehend ein, dass dies nur dann gelte, wenn nicht bereits Risikoabschläge vorgenommen worden seien. Zugleich merkt er an, es seien im Markt teilweise auch höhere Mindest-DSCR zu finden; vgl. Fischer (2011, S. 757). Er schreibt nicht explizit, ob er hier von einem Jahres- oder durchschnittlichen DSCR ausgeht; dem Kontext nach müsste es sich jedoch um eine Jahresbetrachtung handeln.

⁴⁰ Für Details zu den Vergütungsmodellen vgl. Degenhart, Schneider & Wachter (2015).



3.3.2 Wahl des Vermarktungsweges

Bislang wurde davon ausgegangen, dass der Strom an den Netzbetreiber weitergegeben und die feste Einspeisevergütung bzw. Direktvermarktung nach Marktprämienmodell genutzt wird. Gerade bei Betrachtung eines regionalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch in einem *Smart Microgrid* wären jedoch Projektkonstrukte von besonderem Interesse, bei denen auch wirtschaftlich ein Zusammenhang zwischen Anlagenbetreiber/in und Nutzer/in des Stroms hergestellt würde. Denkbar sind v. a. die folgenden Konstellationen:

- Der Strom aus der Windenergie- oder PV-Anlage wird an einen Abnehmer direkt vermarktet, der den Strom an Kundinnen und Kunden weitergibt. Ein Anreiz für den Energieversorger, solchen Grünstrom zu beziehen, könnte in der Erfüllung einer Quote liegen, wie dies in den USA der Fall ist. Hier liegen Erfahrungen mit langfristigen Abnahmeverträgen (*Power Purchase Agreements*, PPAs) vor. Dann ist die Zahlung des vereinbarten Preises, ggf. zzgl. Anpassungsfaktor, nicht mehr sicher, sondern hängt von der Zahlungsfähigkeit des Abnehmers, hier des Energieversorgungsunternehmens, ab. Bei hoher Bonität und/oder öffentlichen Garantien erhöhen sich die Risiken nur in geringem Ausmaß, ein entsprechendes gutes Rating des Garantiegebers vorausgesetzt. Die Laufzeit des Kredites beträgt in diesem Fall $LT = T_{PPA} - \tau$.
- Eine direkte Belieferung von Kundinnen und Kunden, etwa im Zuge der sonstigen Direktvermarktung, erhöht die Unsicherheiten der Zahlungsströme zusätzlich. Kundenverträge können nur für einen begrenzten Zeitraum geschlossen werden. Auch wenn die Wechselbereitschaft von Stromkundinnen und -kunden in Deutschland nicht sehr ausgeprägt ist, können die Zahlungen nicht sicher kalkuliert werden.
- Ähnliches gilt bei einer Vor-Ort-Versorgung an Nachbarinnen/Nachbarn der Anlage oder bei Mieterstrommodellen.

Im Allgemeinen gilt bei weniger sicheren Vermarktungswegen:

$$(8a^*) \quad DSCR^{Wind,PV}_t = \frac{\widetilde{Q}_t \times \widetilde{P}_t - C_t + DSRA_t}{I_t + PB_t} \quad \text{mit P: Preiskomponente.}$$

In diesem Fall erhöht sich die Gesamtunsicherheit der Ertragskomponente $\widetilde{R}_t = \widetilde{Q}_t \times \widetilde{P}_t$ im Vergleich zur festen Einspeisevergütung und der Direktvermarktung gemäß Marktprämienmodell. Der geforderte Mindest-DSCR ($D\widehat{S}C\widehat{R}_t$ und $A\widehat{D}\widehat{S}C\widehat{R}$) fällt damit *ceteris paribus* höher aus. Gilt

$$(7^{**}) \quad DSCR_t < D\widehat{S}C\widehat{R}_t^{FM} - \delta \quad \text{mit } D\widehat{S}C\widehat{R}_t^{FM}: \text{Mindest-DSCR im Fall der „freien Vermarktung“}$$

für alle oder einige $t = 1, \dots, T$, so ist das Projekt nicht mittels *Non-Recourse*-Projektfinanzierung beim gewählten Eigenkapitalanteil finanzierbar.

Eine Anpassungsmöglichkeit besteht dann darin, den Eigenkapitalanteil zu erhöhen, was sich wegen des geringeren Hebeleffektes aber direkt auf die Rendite für die Investoren auswirkt: Bezeichne L den Verschuldungsgrad bzw. $1/L$ die Eigenkapitalquote, r die Gesamtkapitalrentabilität, r_{EK} die Eigenkapitalrentabilität und i den vereinbarten Fremdkapitalzins, so gilt

$$(13) \quad r_{EK} = r + L \cdot (r - i)$$

Vorausgesetzt $r > i$, nimmt mithin die Eigenkapitalrentabilität mit sinkendem Verschuldungsgrad ab.

Eine andere Möglichkeit besteht darin, zusätzliche Sicherheiten zu stellen. Die DSCR-Formel (6a) bzw. (6b) enthält keinen gesonderten Term für Sicherheiten bzw. Nachschusspflichten. Die üblichen Projektsicherheiten dienen dazu, dass die Banken bei einem Scheitern des Projektes dieses insgesamt verwerten können. Durch die üblichen Risikomanagementmaßnahmen werden Risiken, die mit einzelnen Komponenten verbunden sind, minimiert, d. h. risikobehaftete Zahlungsströme in quasi-sichere verwandelt. Für den Fall der *Limited-Recourse*-Projektfinanzierung könnte man die Formel (6b) – analog zur Schuldendienstreserve – um einen gesonderten Sicherheitsterm (Λ_t) erweitern, der den Wert der zusätzlichen Zahlungsverpflichtung für den Fall wiedergibt, dass ein bestimmtes Ereignis eingetreten ist:



$$(6c) \quad DSCR_t = \frac{R_t - C_t + DSRA_t + A_t}{I_t + PB_t}$$

In diesem Fall müsste Λ_t die zusätzlichen Vermarktungsrisiken kompensieren. Fraglich ist, ob der Investor solcherlei zusätzliche Sicherheiten stellen kann und ob eine *Limited-Recourse*-Projektfinanzierung in diesem Fall noch die günstigste Finanzierungsoption ist.

4 Besonderheiten bei Bürgerenergieprojekten

4.1 Herausforderungen bei Bürgerenergieprojekten aus Bankensicht

Zuletzt sollen einige Aspekte kurz beleuchtet werden, die aus Sicht von Bürgerenergieakteuren relevant sind. Hier stellt sich zunächst die Frage, welche Besonderheiten bei der bankseitigen Prüfung für diese Akteursgruppe gelten. Dabei werden vonseiten der Kreditinstitute in den Interviews insbesondere der höhere Prüfungs- und Beratungsaufwand (Transaktionskosten) hervorgehoben. Ferner wird teilweise die Betriebsführung als kritisch eingestuft, mithin ein höheres Betreiberrisiko gesehen.

Die Banken reagieren im Wesentlichen auf drei Weisen auf diese Umstände:

- Einige Banken erhöhen die Eigenkapitalanforderungen. Dies ist gleichbedeutend mit einem höheren DSCR bei identischer Eigenkapitalausstattung.
- Andere berichten von „konservativeren Rechnungen“, d. h. (stärkeren) Abschlägen auf der Ertragsseite bzw. Aufschlägen auf die zahlungswirksamen Aufwendungen. Es wird folglich ein zusätzlicher Korrekturfaktor „Bürgerenergie“ eingeführt.
- Denkbar sind ferner weitergehende Anforderungen an die Sicherheiten bzw. die Absicherung einzelner Risiken, die bei Bürgerenergieprojekten höher sind, durch Dritte. Dies findet im Allgemeinen seinen Niederschlag in höheren Projektkosten.⁴¹

Die (subjektiv wahrgenommene) Professionalität der Betreiber variiert innerhalb der Gruppe der Bürgerenergieakteure sehr stark. Sie ist dort vergleichsweise hoch, wo langjährige Erfahrungen mit Erneuerbare-Energien-Projekten bestehen, z. B. bei der Windenergie in Nordfriesland. Eine generelle Aussage für den Bürgerenergiesektor kann daher nicht getroffen werden. Vielmehr gehen die Projektreferenzen (*track record*) in die Prüfung des Kredites ein. Verfügt ein Akteur, der sich neu im Bereich der erneuerbaren Energien betätigt, über hinreichend Bonität, fallen die Risikoauf- bzw. -abschläge im Allgemeinen niedriger aus. Dies dürfte aber für Bürgerenergiegesellschaften regelmäßig nicht zutreffend sein, da sie üblicherweise für diesen Zweck neu gegründet werden. Es handelt sich mithin i. d. R. nicht um in anderen Sektoren etablierte Akteure.

Im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ergibt sich ein zusätzliches Finanzierungsproblem in der Bietungs- und Realisierungsphase⁴²: Die notwendigen Bürgschaften stellen Banken in Form von Avalkrediten⁴³ regelmäßig nur finanzstarken Anbietern zur Verfügung. Nur solche Anbieter verfügen im Regelfall über die notwendigen Bankkontakte für schnelle Finanzierungszusagen. Daraus erwächst ihnen gegenüber den Bürgerenergieakteuren ein Wettbewerbsvorteil.

4.2 Reaktionsmöglichkeiten für Bürgerenergieakteure

Letztgenannte können auf verschiedene Art und Weisen auf diese Herausforderungen reagieren:

- durch Professionalisierung, d. h. den Aufbau hauptamtlichen Personals – soweit die Aktivitäten dies erlauben –,

⁴¹ Die Preise, die für eine solche Absicherung zu zahlen sind, bestimmen sich nach Marktlage und Verhandlung zwischen Bürgerenergiegesellschaft und Dritten. Insofern würden die im vorstehenden Fall erwähnten mehr oder weniger willkürlichen Aufschläge durch Marktpreise ersetzt.

⁴² Vgl. Degenhart (2015).

⁴³ Avalkredite sind in den §§ 765-778 BGB und §§ 349-351 Handelsgesetzbuch (HGB) geregelt. Es handelt sich dabei gem. § 1 Nr. 8 Kreditwesengesetz (KWG) um ein Bankgeschäft.



- durch den Einkauf von Dienstleistungen und die Zusammenarbeit mit professionellen Entwicklern,
- durch den Aufbau von Dach- und Unterstützungsstrukturen,
- durch Fusionen und Wachstumsstrategien.

Die Beschäftigung hauptamtlichen Personals verursacht Kosten auf Seiten der Bürgerenergiegesellschaft, die diese – zumeist über mehrere Projekte – erwirtschaften muss. Fraglich ist, ob die Mehrzahl der Bürgerenergiegesellschaft wirtschaftlich in der Lage ist, allein professionelles Personal zu finanzieren. Wenigstens bei den meisten Energiegenossenschaften scheint dies (bislang) nicht der Fall zu sein.

Bei der Zusammenarbeit mit Projektentwicklern oder Stadt- und Gemeindewerken wird die Finanzierbarkeit der Projekte über die Bonität der Partner abgesichert. Für Bürgerenergieakteure stellt sich hier allerdings die Frage, in welchem Maße sie die Projekte mitgestalten können. Die Mitwirkungsmöglichkeiten sind abhängig von der konkreten Projektkonstellation. Hier können wenigstens drei Fälle unterschieden werden:

- eine Bürgerenergiegesellschaft beauftragt einen Dienstleister mit der Projektentwicklung; die Risiken der Projektumsetzung verbleiben dann aber bei der Bürgerenergiegesellschaft. Bei einer geeigneten Aufbereitung der Unterlagen durch den Projektentwickler dürfte den Bedenken der Kreditinstitute Rechnung getragen werden und geringere Risikoauf- bzw. -abschläge vorgenommen werden.
- eine Bürgerenergiegesellschaft beteiligt sich an einem Projekt eines professionellen Entwicklers oder eines Stadt- und Gemeindewerkes; dabei können die Einflussmöglichkeiten je nach Kommunikations- und Beteiligungsstrategie des Entwicklers/Energieversorgers stark variieren. Es ist möglich, Bürgerinnen und Bürger bereits frühzeitig in die Projektentwicklung einzubeziehen, selbst wenn sie sich möglicherweise erst zu einem späteren Zeitpunkt finanziell beteiligen. Wenigstens ein Teil der höheren Transaktionskosten für die Prüfung des Kreditantrages entfielen – wenngleich (höhere) Kosten für die Koordination der Projektbeteiligten anfallen.
- eine Bürgerenergiegesellschaft erwirbt ein fertig entwickeltes Projekt. In diesem Fall könnten etwaige Bedenken hinsichtlich der professionellen Betriebsführung bestehen. Diesen könnte durch die Beauftragung von Dienstleistern für technische und/oder kaufmännische Betriebsführung begegnet werden. Ein Kauf fertig entwickelter Projekte – unabhängig davon, ob dies im Rahmen eines *share deal* (Kauf der Gesellschaftsanteile) oder eines *asset deal* (Kauf der Anlagen) erfolgt – wird von Expertinnen und Experten allerdings regelmäßig schon allein unter ökonomischen Gesichtspunkten kritisch beurteilt: Die Projekte seien oft zu teuer, die Renditen zu gering.⁴⁴ Umso mehr gilt dies hinsichtlich der politisch-sozialen Dimensionen (Partizipation, Akzeptanz). Eine Mitbestimmung bei der Projektgestaltung ist im Regelfall nicht möglich. Bei der Preisfindung ist zum einen zu berücksichtigen, dass die höheren Risiken während der Entwicklungsphase regelmäßig eingepreist werden. Fraglich ist dann, ob diese „Risikoprämie“ angemessen ist. Ein Problem könnte sich bei asymmetrischer Informationsverteilung ergeben. Davon dass der Projektentwickler bessere Kenntnis von der Qualität des Projekts hat als eine Bürgerenergiegesellschaft, ist im Regelfall auszugehen. Eine Begutachtung durch fachkundige Dritte führt zu zusätzlichen Kosten, die den Vorteil durch die professionelle Projektentwicklung nicht aufwiegen dürfen. Eine Möglichkeit der Angleichung von Interessen besteht darin, den Projektentwickler mit einem kleinen, aber relevanten Anteil weiterhin an der Projektgesellschaft zu beteiligen. Zum anderen ist zu beachten, dass die Verhandlungspositionen vielfach ungleich sind: Ein Projektentwickler wird ein wirtschaftlich gesundes Projekt im Regelfall an unterschiedliche potentielle Kundinnen und Kunden veräußern können. Dazu zählen finanzstarke Investoren, die möglicherweise eher in der Lage und bereit sind, höhere Preise zu zahlen als Bürgerenergiegesellschaften. Sofern sich die Aktivitäten einer Bürgerenergiegesellschaft auf ein gewisses Territorium beschränken, ist die Auswahl dieser Gesellschaft bei der Projektakquise stark begrenzt. Im Zusammenspiel mit der asymmetrischen Informationsverteilung hinsichtlich der Qualität des Projektes

⁴⁴ Vgl. Holstenkamp & Degenhart (2014).



kann es zu einer negativen Auslese (*adverse selection*) kommen, so dass den Bürgerenergiegesellschaften nur Projekte schlechterer Qualität zur Auswahl verbleiben.

Auch der Aufbau von Dachgesellschaften und anderen Unterstützungsstrukturen kann den genannten Problemen entgegenwirken.⁴⁵ Eine Dachgesellschaft bietet die Möglichkeit, dass sich mehrere Bürgerenergiegesellschaften die Kosten für eine/n oder mehrere Expertinnen und Experten teilen.⁴⁶ Dies kann einen positiven Einfluss auf die Beurteilung des Vorhabens durch die finanzierenden Banken haben, selbst wenn die neu gegründete Dachgesellschaft über keinen *track record* verfügt.

Zusammenschlüsse von Bürgerenergiegesellschaften sind eine Alternative zu Dachgesellschaften, um Größenvorteile zu realisieren. Wachstumsstrategien, die eine ähnliche Wirkung erzielen, sind innerhalb des jeweiligen Sektors (PV oder Windenergie) oftmals nur begrenzt umsetzbar. Folglich müssten im Regelfall neue Geschäftsfelder erschlossen werden, die innerhalb des Energiesektors – auch die Subsektoren Strom, Wärme und/oder Mobilität übergreifend – oder in anderen Bereichen regionaler Entwicklung liegen können. Während die Expansion auf andere Geschäftsfelder erhöhte Anforderungen an die Akteure mit sich bringt, grundsätzlich aber die Bindung an die lokale bzw. regionale Identität erhält, könnte sich bei Fusionen ab einer bestimmten Größe ein Spannungsfeld zwischen Effizienz bzw. Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von Projekten auf der einen Seite sowie Partizipation und/oder Akzeptanz auf der anderen Seite ergeben.⁴⁷

5 Fazit

Bei Erneuerbare-Energien-Vorhaben hat sich die Projektfinanzierung als Standard herausgebildet. Im Zuge der Kreditprüfung werden vonseiten der kreditgebenden Bank Risiken untersucht und anhand eines Zahlungsstrommodells Finanzkennzahlen analysiert, insbesondere der *Schuldendienstdeckungsgrad* (*Debt Service Coverage Ratio*, DSCR). Dabei wird ein Mindestwert vorgegeben, der in jeder Periode erreicht werden muss bzw. im Durchschnitt überschritten werden sollte. Dieser Ziel-DSCR hängt wesentlich vom Projekttyp und dem verwendeten Konfidenzniveau bei der Bestimmung der Zahlungsströme bzw. allgemein dem Umgang mit Unsicherheiten bei der Aufstellung des Zahlungsstrommodells ab. Übliche Vorgaben im Bereich der Windenergie an Land liegen bei einem durchschnittlichen DSCR von 1,15-1,3 für ein Konfidenzniveau von 0,9, bei PV-Projekten tendenziell etwa niedriger.

Spaltet man die DSCR-Formel im Zähler in einzelne Komponenten auf, so wird deutlich, dass die niedrigen DSCR-Vorgaben bei Erneuerbare-Energien-Projekten, insbesondere Windenergie und PV, im Wesentlichen mit den garantierten Einspeisevergütungen und dem Einspeisevorrang zusammenhängen. Wechsel beim Vermarktungsmodell, um auch organisatorisch Erzeugung und Verbrauch näher zusammenzubringen, erhöhen die Unsicherheiten der *cash flows* durch die dann auftretenden Absatzunsicherheiten. Dies führt entweder zu höheren Anforderungen an den DSCR und/oder zusätzlichen Sicherheitsanforderungen und/oder höheren Eigenkapitalquoten bzw. geringeren Darlehenssummen. Gleiches trifft auf risikoreichere Projekte, etwa Speichervorhaben, zu. Diese dürften im Regelfall nicht mittels Non-Recourse-Projektfinanzierungen, wie sie für Windenergie an Land und PV-Projekte üblich sind, finanzierbar sein. Investoren bzw. Projektentwickler müssen damit entsprechende Sicherheiten bzw. Bonitäten bieten, um solche Projekte umsetzen zu können. Dies schließt kleine und neue Akteure – wenigstens alleine – aus. Diese müssen sich alternative Finanzierungsformen erschließen bzw. auf Eigenkapital zurückgreifen, wollen sie derartige Projekte umsetzen.

Mit Blick auf Bürgerenergieprojekte ist insbesondere auf den Umstand hinzuweisen, dass Banken eine genaue Prüfung der Projektbeteiligten vornehmen. Hier spielen die Erfahrungen in der Vergangenheit (*track record*)

⁴⁵ Vgl. hierzu z. B. Maron & Maron (2012) sowie Beuthien & Hanrath (2012).

⁴⁶ Mit dieser Kooperationslösung wird dem ökonomischen Problem von Unteilbarkeiten begegnet; vgl. dazu z. B. Fritsch, Wein & Ewers (2007, S. 182).

⁴⁷ Vgl. auch Beuthien & Hanrath (2012).



eine besondere Rolle. Höheren Transaktionskosten und subjektiven Risikowahrnehmungen aufseiten der Banken wird durch Anpassungen im Zahlungsstrommodell begegnet. Insgesamt ergeben sich etwas höhere Fremdfinanzierungskosten als bei erfahrenen bzw. finanzstarken Akteuren.



Literatur

- Achleitner, A.-K. (2002). *Handbuch Investment Banking* (3. Aufl.). Wiesbaden: Gabler.
- Armbruster, L. (2004). Grundlagen der Projektfinanzierung. In H. E. Büschgen & B. R. Müller (Hg.), *Aspekte zur Bankbetriebslehre. Band 2: Unternehmensfinanzierung* (4. Aufl., S. 323–342). Aachen: Shaker.
- Babl, C. (2011). Grundlagen der Projektfinanzierung im Bereich der erneuerbaren Energien. In C. Babl, P. v. Flotow, & D. Schiereck (Hg.), *Projektrisiken und Finanzierungsstrukturen bei Investitionen in erneuerbare Energien* (S. 9–22). Frankfurt am Main: Peter Lang.
- Backhaus, K., Schulte Lünzum, U., & Werthschulte, H. (2003). Einsatz von Simulationsverfahren zur Bewertung von Projektfinanzierungsvorhaben: Eine Analyse am Beispiel der Simulationssoftware INFRISK. In K. Backhaus & H. Werthschulte (Hg.), *Projektfinanzierung. Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte einer Finanzierungsmethode für Großprojekte* (2. Aufl., S. 169–192). Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Bauer, F., Wittig, A., & Kümpel, S. (Hg.). (2011). *Bank- und Kapitalmarktrecht* (4. Aufl.). Köln: Schmidt.
- Best, J. (2012). *Financing Solutions for Gas Power Projects*. American Biogas Council. Financing Biogas to Electricity Projects. Retrieved from <https://www.americanbiogascouncil.org/webinars/financingCaterpillar.pdf>.
- Beuthien, V., & Hanrath, S. (2012). *Dach- und verbundgenossenschaftliche Lösungen zur Kooperation und wechselseitigen Sicherung im Bereich der Erneuerbaren Energien*. Expertise im Rahmen des Forschungsprojektes „Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumlich orientierte Energiewirtschaft“. Marburg: ifG Marburg. Abgerufen unter http://www.kni.de/media/pdf/.Expertise_Dach-und%20Verbundgeno_lfG.pdf.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie]. (2014). *Eckpunkte einer grundlegenden EEG-Reform*. Berlin. Abgerufen unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Böttcher, J. (2009). *Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben*. München: Oldenbourg.
- Böttcher, J. (Hg.). (2012a). *Solarvorhaben: Wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte*. München: Oldenbourg.
- Böttcher, J. (Hg.). (2012b). *Handbuch Windenergie: Onshore-Projekte: Realisierung, Finanzierung, Recht und Technik*. München: Oldenbourg.
- Böttcher, J. (2012c). *Möglichkeiten einer Projektfinanzierung bei CSP-Vorhaben*. Univ., Diss.--Gießen, 2011. *Schriften zur empirischen Wirtschaftsforschung: Bd. 20*. Frankfurt am Main: Peter Lang.
- Böttcher, J. (Hg.). (2014). *Wasserkraftprojekte: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte*. Berlin u. a.: Springer.
- Böttcher, J., & Blattner, P. (2013). *Projektfinanzierung: Risikomanagement und Finanzierung* (3., überarb. Aufl.). *BWL 10-2012*. München: Oldenbourg.
- Brodehser, P. (2012). *Internationale Projektfinanzierung: Strukturen und Instrumente der Bankintermediation*. Univ., Diss.--Potsdam, 2011. *Schriftenreihe Finanzierung und Banken: Vol. 19*. Sternenfels: Verl. Wissenschaft & Praxis.
- Buljevich, E. C., & Park, Y. S. (1999). *Project financing and the international financial markets*. Boston, Mass: Kluwer Academic Publ.
- Carta, J. A., Ramirez, P., & Velazquez, S. (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 933–955.



- Considine, T., Cox, W., & Cazalet E.G. (2012). *Understanding Microgrids as the Essential Architecture of Smart Energy*. Grid-Interop-Forum 2012. Retrieved from www.gridwiseac.org/pdfs/forum_papers12/considine_paper_gi12.pdf.
- Degenhart, H. (2015). Auswirkungen des Ausschreibungsverfahrens. in K. Rohrig (Hrsg.), *Windenergie Report Deutschland 2014*. (S. 91 - 95). Kassel: Fraunhofer Verlag.
- Degenhart, H., & Holstenkamp, L. (2011). *Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft: Eine empirische Untersuchung zu Stand und Entwicklungslinien*. Gabler research. Wiesbaden: Gabler.
- Degenhart, H., & Pehl, K. (2009). Merkmale des Ratings von Windenergie-Projektfinanzierungen in der Bankpraxis. *Kredit- & Rating-Praxis*, 35(6), 25–30.
- Degenhart, H., Schneider, M., & Wachter, D. (2015). *Direktvermarktung von Biogas-Strom: Hinweise und Empfehlungen für Anlagenbetreiber und Kreditgeber*. Lüneburg. Abgerufen unter http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/portale/inkubator/download/Leuphana_Leitfaden_Direktvermarktung_Biogas-Strom_2015.pdf.
- Doran, J. C., & Verholec, M. G. (1978). A note on vertical extrapolation formulas for Weibull velocity distribution parameters. *Journal of Applied Meteorology*, 17(3), 410–412.
- Eden, J. (2011). Finanzierungsstruktur und Risikomanagement von Solarprojekten. In M. Gerhard, T. Rüschen, & A. Sandhövel (Hg.), *Finanzierung Erneuerbarer Energien* (S. 721–741). Frankfurt am Main: Frankfurt-School-Verl.
- Esty, B. C. (2004). *Modern project finance: A casebook*. Hoboken, NJ: Wiley.
- Fabozzi, F. J., & De Nahlik, C. F. (2012). *Project financing* (8th ed.). London: Euromoney Inst. Invest. PLC.
- Financial Gates GmbH, & HypoVereinsbank AG. (2007). *Expertenbefragung - erneuerbare Energien: Finanzierungssusancen und Marktperspektiven*. FINANCE-Studien. Frankfurt am Main: Financial Gates GmbH.
- Finnerty, J. D. (2013). *Project financing: Asset-based financial engineering* (3rd ed.). *Wiley finance series*. Hoboken, NJ: Wiley.
- Fischer, J., & Portisch, W. (2008). Projektfinanzierung. In W. Portisch & J. Andreas (Hg.), *Finanzierung im Unternehmenslebenszyklus* (S. 177–198). München: Oldenbourg.
- Fischer, J.-U. (2011). Finanzierung von Bioenergieprojekten: Risikomanagement und Finanzierungsstrukturierung. In M. Gerhard, T. Rüschen, & A. Sandhövel (Hg.), *Finanzierung Erneuerbarer Energien* (S. 743–759). Frankfurt am Main: Frankfurt-School-Verl.
- forseo GmbH. (2008). *The Investor's Guide to Geothermal Energy: How to Capitalize on the Heat Beneath Your Feet*. Freiburg: forseo GmbH.
- Friese, T., & Dickhoff, N. (2015). Grundlagen der Projektfinanzierung. In C. Herbes & C. Friege (Hg.), *Handbuch Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten* (S. 31–46). Konstanz: UVK-Verl.-Ges.
- Fritsch, M., Wein, T., & Ewers, H.-J. (2007). *Marktversagen und Wirtschaftspolitik: Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns* (7. Aufl.). *Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften*. München: Vahlen.
- Göbbling-Reisemann, S., Stührmann, S., Wachsmuth, J., & Gleich, A. v. (2013). Vulnerabilität und Resilienz von Energiesystemen. In J. Radtke & B. Hennig (Hg.), *Die deutsche "Energiewende" nach Fukushima. Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte* (S. 367–395). Marburg: Metropolis.
- Hall, S., Foxon, T. J., & Bolton, R. (2014). *The New Civic Energy Sector: Implications for ownership, governance and financing of low carbon energy infrastructure*. St John's College. BIEE 10th Academic Conference, Oxford.



- Hamilton, K. (2009). *Unlocking Finance for Clean Energy: The Need for 'Investment Grade' Policy*. London. Retrieved from Chatham House website: https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy, Environment and Development/1209pp_hamilton.pdf.
- Holstenkamp, L., & Degenhart, H. (2014). Problemfelder und mögliche Lösungsansätze bei genossenschaftlichen Bürgerwindparks: Ressourcenmobilisierung und Projektakquise. *Zeitschrift für das gesamte Genossenschaftswesen*, 64(3), 185–200.
- Kruschwitz, L. (2014). *Investitionsrechnung* (14. Aufl.). *Internationale Standardlehrbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften*. Berlin: De Gruyter Oldenbourg.
- Kümmel, J., Kottmann, E., & Höfer, H. (2012). Projektfinanzierung. *Das Wirtschaftsstudium*, 41(11), 1465–1470.
- Lange, J. (2011). Einführung in die Projektfinanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten. In M. Gerhard, T. Rüschen, & A. Sandhövel (Hg.), *Finanzierung Erneuerbarer Energien* (S. 643–666). Frankfurt am Main: Frankfurt-School-Verl.
- Lüdeke-Freund, F., Hampl, N., & Flink, C. (2012). Bankability von Photovoltaik-Projekten. In J. Böttcher (Hg.), *Solarvorhaben. Wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte* (S. 285–302). München: Oldenbourg.
- Mansel, H.-P., Henrich, D., Staudinger, J. v., & Albrecht, K.-D. (2015). *J. von Staudingers Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch: Mit Einführungsgesetz und Nebengesetzen* (Neubearb.). Berlin: Sellier-de Gruyter.
- Maron, B., & Maron, H. (2012). *Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumlich orientierte Energiewirtschaft* (KNI PAPERS 01/2012). Köln: Klaus Novy Institut. Abgerufen unter <http://www.kni.de/pages/de/publikationen/kni-papers.php>.
- Neugaertner, H. (2012). *Finanzierung von Projekten mit einer Geschäftsbank*. NRW.Bank, EnergieAgentur NRW, & NRW.Europa. Erneuerbare Energien als Chance im Auslandsgeschäft, Düsseldorf. Abgerufen unter http://nrw.enterprise-europe-germany.de/public/uploads/downloads/veranstaltungen/6_Neugaertner_CoBank_NRW.Bank_30102012.pdf.
- Oehler, A., & Unser, M. (2002). *Finanzwirtschaftliches Risikomanagement: Mit 17 Tabellen* (2. Aufl.). *Springer-Lehrbuch*. Berlin: Springer.
- Ortseifen, S. (2002). Projektfinanzierung für mittelständische Unternehmen. In D. Krimphove & D. Tytko (Hg.), *Praktiker-Handbuch Unternehmensfinanzierung. Kapitalbeschaffung und Rating für mittelständische Unternehmen* (S. 721–742). Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Perridon, L., Steiner, M., & Rathgeber, A. W. (2009). *Finanzwirtschaft der Unternehmung* (15. Aufl.). *Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften*. München: Vahlen.
- Pflüger, F. (2013). Resilienz: Schlüsselwort der Energiesicherheit. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(11), 30–33.
- Regelin, F., & Bourgeois, N. (2013). Financial Covenants aus juristischer Sicht. In P. T. Hasler (Hg.), *Praxis-handbuch Debt Relations* (S. 183–197). Wiesbaden: Springer Gabler.
- Reuter, A., & Wecker, C. (1999). *Projektfinanzierung: Anwendungsmöglichkeiten, Risikomanagement, Vertragsgestaltung, bilanzielle Behandlung*. *Schriftenreihe Der Betrieb*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Roberts, P., & Kasbekar-Shah, G. (2009). Project Finance. In Association of Corporate Treasurers (Ed.), *The International Treasurer's Handbook 2010* (pp. 31–37). London: Association of Corporate Treasurers.
- Schiereck, D. (2011). Technologische Reife und standardisierte Projektfinanzierung im Bereich der erneuerbaren Energien. In C. Babl, P. v. Flotow, & D. Schiereck (Hg.), *Projektrisiken und Finanzierungsstrukturen bei Investitionen in erneuerbare Energien* (S. 1–7). Frankfurt am Main: Peter Lang.
- Schimansky, H., Bunte, H.-J., & Lwowski, H.-J. (2011). *Bankrechts-Handbuch*. München: Beck.



- Sedefian, L. (1980). On the vertical extrapolation of mean wind power density. *Journal of Applied Meteorology*, 19(4), 488–493.
- Siebel, U. R., Röver, J.-H., & Knütel, C. (Eds.). (2008). *Rechtshandbuch Projektfinanzierung und PPP: Finanzierung und Public Private Partnership in der Praxis* (2. stark erweiterte Aufl.). Düsseldorf: Werner.
- Sobe, A., & Elmenreich, W. (2013). *Smart Microgrids: Overview and Outlook*. Retrieved from <http://arxiv.org/pdf/1304.3944>.
- Stephan, D. (2010). *Finanzierung von Biogasanlagen: Aktuelle Möglichkeiten*. Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ), Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG), & Umweltinstitut Leipzig e.V. Leipziger Biogas-Fachgespräche 2009/2010, Leipzig. Abgerufen unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Download/2010-01-13_stephan-wirtschaftlichkeit_01.pdf.
- Thoma, K. (Hg.). (2014). *acatech STUDIE. Resilien-Tech – „Resilience-by-Design“: Strategie für die technologischen Zukunftsthemen*. München: Utz.
- Tytco, D. (1999). *Grundlagen der Projektfinanzierung*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- VDE [Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.]. (2013). *Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende: Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen. VDE-Studie*. Frankfurt am Main.
- Weber, B., & Alfen, H. W. (2009). *Infrastrukturinvestitionen - Projektfinanzierung und PPP: Praktische Anleitung für PPP und andere Projektfinanzierungen* (2., aktualisierte Aufl.). Köln: Bank-Verl.
- Wolf, B. (2003). Projektfinanzierung: Die klassische Variante der Cash-Flow-Finanzierung. In B. Wolf, M. Hill, & M. Pfaue (Hg.), *Strukturierte Finanzierungen. Projektfinanzierung, Buy-out-Finanzierung, Asset-Backed-Strukturen* (S. 59–123). Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Wolf, B., Hill, M., & Pfaue, M. (Hg.). (2003). *Strukturierte Finanzierungen: Projektfinanzierung, Buy-out-Finanzierung, Asset-Backed-Strukturen*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Yescombe, E. R. (2014). *Principles of project finance* (2nd ed.). Burlington: Elsevier.



2015

- 23 Holstenkamp, Lars/Degenhart, Heinrich/Bettinger, Carola: Anmerkungen zur Bestimmung der Finanzierbarkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten als Bestandteil von Smart-Microgrid-Konzepten [September 2015]
- 22 Holstenkamp, Lars: The Rise and Fall of Electricity Distribution Cooperatives in Germany [September 2015]
- 21 Kahla, Franziska/Oelerich, Wiebke: Problematik der Vorfinanzierung von Bürgerwindparks und Lösungsansätze [Juni 2015]
- 20 Müller, Jakob R./Holstenkamp, Lars: Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. Aktualisierter Überblick über Zahlen und Entwicklungen zum 31.12.2014 [Januar 2015]

2014

- 19 Holstenkamp, Lars: Zur Geschichte der Energiegenossenschaften in der Region Lüneburg [November 2014]
- 18 Holstenkamp, Lars: Formen genossenschaftlicher Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben. Vortrag beim Arbeitskreis „Räumliche Politik und Planung für die Energiewende“ der Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL) am 21.02.2014 in Essen [Februar 2014]

2013

- 17 Covarrubias Venegas, Barbara/Söffker, Christiane/Klingler, Urs (Leitung)/Groblschegg, Sabine/Gaedke, Gudrun/Klaus, Bernhard (Mitarbeit): HR-Rollen im Ländervergleich: Deutschland, Österreich, Schweiz (DACH-Region). Status Quo und Ausblick [Dezember 2013]
- 16 Holstenkamp, Lars/Rückheim, Nils: Zur Zusammenarbeit von Kommunen und Energiegenossenschaften. Stand, Perspektiven und Problemfelder [Dezember 2013]
- 15 Holstenkamp, Lars/Hein, Wolfgang: Global Governance and Supporting the Deployment of Renewable Energies in the South. Institutional Mapping [June 2013]
- 14 Holstenkamp, Lars/Müller, Jakob R.: Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. Ein statistischer Überblick [April 2013]
- 13 Holstenkamp, Lars/Degenhart, Heinrich: Bürgerbeteiligungsmodelle für erneuerbare Energien. Eine Begriffsbestimmung aus finanzwirtschaftlicher Perspektive [März 2013]

2012

- 12 Söffker, Christiane & Projektteam: Cultural Diversity Management – Handlungsempfehlungen für Rekrutierung, Entwicklung und Bindung von Personen mit Migrationshintergrund. Dokumentation der Ergebnisse eines studentischen Projektes [Dezember 2012]
- 11 Holstenkamp, Lars: Ansätze einer Systematisierung von Energiegenossenschaften [März 2012]

2011

- 10 Söffker, Christiane & Projektteam: Managing Diversity – Ansätze zur Erfolgsmessung. Dokumentation der Ergebnisse eines studentischen Projektes [März 2011]
- 9 Holstenkamp, Lars/Degenhart, Heinrich: Fonds zur Revitalisierung von Brachflächen. Überblick und Analyse von Ansätzen öffentlich-privater Kooperation [März 2011]



2010

- 8 Holstenkamp, Lars/Ulbrich, Stefanie: Bürgerbeteiligung mittels Fotovoltaikgenossenschaften. Marktüberblick und Analyse der Finanzierungsstruktur [Dezember 2010]
- 7 Holstenkamp, Lars/Hein, Wolfgang: Financing Solutions for Innovation and Sustainable Development in the Energy Sector. Conceptual Framework [November 2010]
- 6 Degenhart, Heinrich: Die Finanzierung von Biomasse-Nahwärme-Genossenschaften. Ein Überblick [Oktober 2010]
- 5 Guerra González, Jorge/Schomerus, Thomas Der Gold Standard als Garant für die Nachhaltigkeit von CDM-Projekten in Entwicklungsländern? [Januar 2010]

2008

- 4 Degenhart, Heinrich/Schomerus, Thomas: Business Opportunities through the Financing of Renewable Energy Installations in Germany [December 2008]
- 3 Söffker, Christiane (Projektleitung): Leitfaden für das Personalcontrolling kleiner und mittelständischer Unternehmen. Dokumentation der Ergebnisse eines studentischen Projektes [Juli 2008]
- 2 Clausen, Sabine/Degenhart, Heinrich/Holstenkamp, Lars: Rechtliche und ökonomische Aspekte der öffentlich-privaten Kooperation im Rahmen eines privaten Brachflächenfonds. Unter besonderer Berücksichtigung des Kommunal-, Bau-, Bodenschutz-, Vergabe- und EU-Beihilferechts [Juni 2008]
- 1 Clausen, Sabine/Degenhart, Heinrich/Holstenkamp, Lars: Konzeption eines privaten Brachflächenfonds. Dokumentation der Ergebnisse des Workshops am 14.12.2007 in Lüneburg [April 2008]

Impressum

<p>Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft der Leuphana Universität Lüneburg Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen (IBFR) Scharnhorststraße 1 21335 Lüneburg http://www.leuphana.de/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft.html</p> <p>Die Verantwortung für die Inhalte der Arbeitspapiere und sämtliche Copyrights liegen bei den jeweiligen Verfasserinnen und Verfassern. Allgemeine Anfragen zu den Arbeitspapieren richten Sie bitte an Dipl.-Vw. Lars Holstenkamp, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft, Fon: 04131.677-1931, holstenkamp@uni.leuphana.de.</p>	<p>Leuphana University of Lüneburg Institute of Banking, Finance, and Accounting Finance and Financial Institutions Scharnhorststraße 1 21335 Lüneburg Germany http://www.leuphana.de/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft.html</p> <p>The author/s hold/s sole responsibility for the contents of the papers. Copyrights by the author/s. Please address general requests regarding the working papers to: Lars Holstenkamp, research associate, Financing and Financial Institutions, Fon: +49.4131.677-1931, holstenkamp@uni.leuphana.de.</p>
---	--