

Robert Rügemer, Managing Partner, Head Energie & Infrastructure  
EquityGate Advisors GmbH, Mainzer Straße 19, 65185 Wiesbaden  
E-Mail: [ruegemer@equitygate.de](mailto:ruegemer@equitygate.de), Telefon: +49 611 2054821

Katinka Wölfer, Junior Analyst  
EquityGate Advisors GmbH, Mainzer Straße 19, 65185 Wiesbaden  
E-Mail: [woelfer@equitygate.de](mailto:woelfer@equitygate.de), Telefon: +49 611 20548232

## **Finanzierungsalternativen für Investitionen in Energieprojekte**

### **1 Paradigmenwechsel in der deutschen Energiebranche**

Die Rahmenbedingungen für die deutsche Energiewirtschaft haben sich in den vergangenen Jahren fundamental geändert. Der durch den verkürzten Ausstieg aus der Atomenergie und den vorrangig vergüteten Ausbau Erneuerbarer Energien ausgelöste Paradigmenwechsel mit seinen vielfältigen Konsequenzen setzt die bisherigen Geschäftsmodelle von Energieunternehmen unter Druck und stellt auch die Finanzierungspraxis vor erhebliche Herausforderungen. Zudem haben sich seit der Finanzkrise 2008 auch die Rahmenbedingungen am Finanzmarkt stark verändert und insbesondere große Energieversorger zum Überdenken ihrer Strategien zur Unternehmensfinanzierung gezwungen. Energieunternehmen sind daher gut beraten, die sich bietenden Möglichkeiten des Kapitalmarkts als strategischen Erfolgsfaktor zu erschließen und in die Planung künftiger Investitionen in Energieprojekte einzubeziehen.

#### **1.1 Ausstieg aus der Atomenergie und Ausbau der Erneuerbaren Energien**

Im Jahr 2012 trug die Kernenergie 16% zur Bruttostromerzeugung bei (Umweltbundesamt 2013). Durch die in Folge des Atomunfalls im japanischen Kernkraftwerk Fukushima von der Bundesregierung außer Kraft gesetzte Laufzeitverlängerung deutscher Kraftwerke sollen nun jedoch bis 2022 stufenweise alle Kraftwerke vom Netz genommen werden. Außerdem ist eine erheblich geringere Nutzung fossiler Energieträger angestrebt, um die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele (bis 2020 Rückgang der Emissionen um 40% gegenüber 1990) zu erreichen. Gleichzeitig sollen nach Plan der Bundesregierung die Erneuerbaren Energien deutlich ausgebaut werden, um bis 2020 rund ein Viertel der Bruttostromerzeugung zu generieren.

Seit Einführung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) im Jahr 2000 hat der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energieerzeugung stark zugenommen und betrug 2012 rund 21% (Umweltbundesamt 2013). Der Ausbau der Kapazitäten hat insbesondere in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik stattgefunden, die zusammen knapp 54% (2012) des durch **Erneuerbare Energien** erzeugten Stroms ausmachen, während andere Quellen wie Biomasse, Wasserkraft und Geothermie von geringerer Bedeutung sind (BDEW 2013). Der starke Ausbau der Erneuerbaren Energien wurde angetrieben durch die Attraktivität stabiler Rahmenbedingungen für Investitionen seit Inkrafttreten des EEG. Dies hat den Energiemarkt auch für neue Kapitalgebergruppen wie Finanz- oder Privatinvestoren, aber auch für branchenfremde Industrieunternehmen geöffnet. Der starke Zuwachs

insbesondere der Wind- und Solarenergie bedingt allerdings auch Konsequenzen für die Stabilität der Stromversorgung, da der bisherige Kraftwerkspark und auch die Netze für die zunehmend dezentralere Erzeugung durch Erneuerbare Energien ursprünglich nicht konzipiert waren.

## **1.2 Konsequenzen für Investitionen in Netzinfrastruktur**

Rund eine Million Anlagen für Erneuerbare Energien drängen mittlerweile in das deutsche Stromnetz, d. h. der Wandel von historisch stark zentralisierter zur dezentralen Stromversorgung ist in vollem Gang. Welche Konsequenz dies auf regionaler Ebene hat, zeigt folgendes Beispiel: In der Region Trier wurden bis Ende 2011 fast 7.500 neue Anlagen mit einer Kapazität von knapp 1.000 MW zur alternativen Stromerzeugung ans örtliche Netz angeschlossen - dies entspricht der Kapazität eines Großkraftwerks (Industrieanzeiger, 29.10.2012). Das bestehende örtliche Stromnetz ist aber nur für eine Kapazität von maximal 450 MW ausgelegt, entsprechende Anpassungen erfordern enorme Netzausbaukosten.

Ein weiterer Engpass besteht bei den Transportkapazitäten in Nord-Süd-Richtung. Durch das geografische Auseinanderfallen von Stromerzeugung durch Wind in den On- und Offshoreanlagen in Norddeutschland und Verbrauch vor allem in den Ballungszentren in Süddeutschland sind besonders die Nord-Süd-Trassen bei Starkwind heute schon ausgelastet. Bis 2020 sollen zusätzliche Kapazitäten von etwa 60 GW Windenergie erzeugt werden, während neue Transportkapazitäten von nur 12 GW vorgesehen sind, was bei einem unveränderten Kapazitätsmarktdesign zukünftig zu regionalen Versorgungsengpässen in Süddeutschland führen dürfte. Der Netzausbauplan erfordert daher in den kommenden Jahren Milliardeninvestitionen in Übertragungs- und Verteilnetze.

## **1.3 Notwendigkeit von Investitionen in Ausgleichskapazitäten**

Die zunehmende Dezentralität der Stromerzeugung könnte prinzipiell die Versorgungssicherheit erhöhen, da der Ausfall einzelner, kleiner Erzeugereinheiten besser kompensiert werden kann als ungeplante Ausfälle von Großkraftwerken. Allerdings sind die erzeugten Einheiten oftmals viel zu kleinteilig, um den Bedarf von Großverbrauchern zu bedienen. Eine weitere Herausforderung besteht zudem in der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarkraft in die Stromnetze. Aufgrund ihrer Wetterabhängigkeit ist diese Art der Energieerzeugung deutlich weniger planbar als die mittels konventioneller Kraftwerke. Möglichkeiten zur Energiespeicherung bestehen zur Zeit nur begrenzt (z. B. Pumpspeicherkraftwerke). Investitionen in zusätzliche Speichertechnologien sind daher dringend nötig, um die Volatilität von Wind- und Solarenergie zu kompensieren und die real benötigte Leistung zu decken. Auch die Anpassung der Stromnachfrage durch Verträge mit Großverbrauchern über abschaltbare Lasten und intelligente Stromnetze (Smart Grid) wirkt den Schwankungen entgegen.

Aufgrund der Schwankungsintensität der Erneuerbaren Energien und der zudem vergleichsweise geringen Produktivität der Erzeugung werden mit dem sukzessiven Wegfall von erheblicher Grundlast durch den Ausstieg aus der Kernenergie flexible Ausgleichskapazitäten in immensem Umfang nötig, um die resultierenden Netz-

ungleichgewichte auszugleichen und die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden (ohne alternativ in hohem Maße von Stromimporten aus dem Ausland abhängig zu sein). Dies kann kurz- bis mittelfristig durch eine Aktivierung von Kraftwerkskapazitäten umgesetzt werden, mittelfristig wird man jedoch vermutlich auch auf die effiziente Kohleerzeugung und den Neubau flexibler Gaskraftwerke nicht verzichten können.

Im aktuellen Marktumfeld sind Investitionen in moderne Kraftwerke allerdings wenig wirtschaftlich. Grund dafür ist das EEG-Gesetz, das die bevorzugte Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das Stromnetz regelt und deren Erzeugern feste Einspeisevergütungen garantiert. Das EEG mutierte zur Dauerförderung und führt dazu, dass selbst dann weiter eingespeist und vergütet wird, wenn der Wind- oder Sonnenstrom die eigentliche Nachfrage übersteigt. Die Folge ist, dass der subventionierte Strom aus Erneuerbaren Energien zu teilweise sogar negativen Preisen ins Ausland exportiert wird.

Durch die sinkende Auslastung konventioneller Kraftwerke geht deren Wirtschaftlichkeit zurück, da Deckungsbeiträge in weniger Betriebsstunden erwirtschaftet werden müssen. Zudem sinken die Börsenstrompreise durch die zunehmende EEG-Einspeisung, was für Betreiber von Kraftwerken weitere negative Anreize für Investitionen in den Ausbau der dringend benötigten zusätzlichen Kapazitäten setzt.

#### 1.4 Herausforderungen für die **Geschäftsmodelle** von Energieunternehmen

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien führt auf allen Wertschöpfungsstufen in der Energiebranche zu steigenden Herausforderungen: Innerhalb der Beschaffung müssen die Energieversorger umkämpfte fossile Brennstoffe zu steigenden bzw. schwankenden Beschaffungskosten beziehen, zusätzlich limitierte Emissionsrechte erwerben und den Zugang zu Erneuerbaren Energien sichern. Im Rahmen der Erzeugung gewinnen Kosteneffizienz und Umweltverträglichkeit bei einer hohen Versorgungssicherheit an Bedeutung. Dabei gilt es zum einen, die bisher kostennachteiligen Erneuerbaren Energien intensiv zu nutzen und zum anderen mittels innovativer Technologien die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kohle- und Gaskraftwerken zu reduzieren. Außerdem erfordert die fortschreitende Alterung der deutschen Kraftwerksparks erhebliche Investitionen. Kraftwerksneubauten sind zur Schaffung von Ausgleichskapazitäten momentan unerlässlich, aber wegen öffentlicher Widerstände mit großen Planungsunsicherheiten für die Energieerzeuger behaftet. Zentrale Bedeutung erlangt zukünftig der Netzbetrieb. Hier muss eine energieeffiziente Steuerung von Erzeugung, Lasten, Übertragung und Speicherung geleistet werden. Zudem kommen auf die Netzbetreiber hohe Investitionen in den Ausbau der Transportkapazitäten zu. Auf der Distributionsseite liegen die Herausforderungen in einer geeigneten Tarifgestaltung, um Anreize für einen effizienten Energieverbrauch zu schaffen sowie in der Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle um neue Absatzfelder zu entwickeln (z. B. E-Mobility, Smart-Home).

Diese steigenden Herausforderungen an die Geschäftsmodelle der Energieunternehmen setzen die erwirtschafteten Renditen unter Druck. Der zunehmende Wettbewerb durch neue Anbieter und die regulationsbedingten Wachstumshürden durch die EEG-Regelung erschweren das Umsatzwachstum. Der politisch forcierte, zeitnahe Übergang zu Erneuerbaren Energien belastet die Profitabilität und neue

Investitionen gefährden die Kapitaleffizienz. Dies begrenzt möglicherweise auch zukünftige Dividenden, die besonders für die kommunalen Eigentümer der Regionalversorger wichtig sind.

Die Vielzahl strategischer und operativer Anforderungen an die Geschäftsmodelle der Energieunternehmen stellen vor dem Hintergrund des erheblichen Investitionsbedarfs in zusätzliche Erzeugungskapazitäten und Infrastruktur auch die Finanzierungspraxis vor Herausforderungen. Für Energieunternehmen stellt sich daher die Frage, wie sich die Finanzierung von Investitionen in Energieprojekte bestmöglich gestalten lässt.

## **2 Herausforderung für die Finanzierung von Energieprojekten**

### **2.1 Auswirkungen des Paradigmenwechsels auf Investitionen**

Ausgangsbasis jeder Finanzierbarkeitsanalyse ist das Branchen- und insbesondere regulatorische Umfeld, in dem eine Investition bzw. Fremdkapitalvergabe stattfinden soll: Die Energiebranche ist aktuell von Unsicherheit geprägt, denn vor allem die EEG-Regelung im Rahmen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien bewirkt, dass Marktprozesse gestört werden und die dringend erforderlichen Investitionen in Speicherkapazitäten, Transportnetze und moderne Kraftwerke zur Bereitstellung von Ausgleichskapazitäten unattraktiv erscheinen und daher aktuell in vielen Fällen verschoben oder ausgesetzt werden. Ohne diese Investitionen macht der weitere Ausbau von Erneuerbaren Energien aber wenig Sinn. Der Gesetzgeber steht daher vor der Herausforderung, das EEG sinnvoll weiterzuentwickeln und beispielsweise den Einspeisevorrang (zumindest für neue Anlagen) aufzuheben oder die Bepreisung abhängig von Nachfrage bzw. Standort zu gestalten. Ziel sollte es sein, Störungen und Ungleichgewichte angesichts der weitreichenden regulatorischen Einflussnahme zu beseitigen und einen funktionierenden Marktmechanismus wiederherzustellen, um letztlich ein gewisses Maß an Planungssicherheit für Investitionen in strategische Vorhaben zu schaffen.

Zu den vorherrschenden regulatorischen Unsicherheiten kommt hinzu, dass die Hürden einer Investition in Energieprojekte aufgrund ihres speziellen Risikoprofils ohnehin als vergleichsweise hoch eingestuft werden können. So sind die Investitionen meist sehr kapitalintensiv und generieren einen vergleichsweise langsamen Kapitalrückfluss. Finanzierungen von Kraftwerken, Netzen und Speichern umfassen oftmals lange Projektentwicklungs- und Bauphasen von bis zu zehn Jahren und eine Lebensdauer von 30 Jahren oder mehr. Die technische Machbarkeit und spätere Marktplatzierung und damit die Erfolgchancen und Gewinnpotenziale sind daher a priori nur schwer einschätzbar. Außerdem erhalten Kapitalgeber in manchen Fällen auch zu wenig standardisierte bzw. detaillierte Informationen, um eine ausreichende Einschätzung des Risikos vornehmen zu können. Dies ist vor allem der Fall, wenn keine Datenhistorie verfügbar ist. Neben Innovations- und Technologierisiken führen oft auch politische Risiken (z. B. möglicher Widerstand aus der Bevölkerung beim Ausbau von Kraftwerkskapazitäten) zu der hohen Risikoeinstufung von Investitionen in Energieprojekte. Effiziente Kapitaleinwerbungsprozesse bedürfen daher einer detaillierten Stellungnahme sowohl zu den regulatorischen als auch zu den projektspezifischen Rahmenbedingungen, unter denen eine Investition getätigt werden soll, um den hohen Transparenzanforderungen des Kapitalmarkts gerecht zu

werden (siehe Schellenberg 2010 zu einer ausführlichen Diskussion der Finanzierung innovationsgetriebenen Wachstums).

## 2.2 Kapitalmarktüberlegungen zur optimalen Finanzierungsgestaltung

Neben den Unsicherheiten, die aus regulatorischen Marktstörungen resultieren sowie den operativen Geschäftsrisiken in Form von ungenauen und instabilen Gewinnen hat auch die Form der Finanzierung des Investitionsvorhabens – und damit das finanzielle Risiko – einen ganz entscheidenden Einfluss auf die Attraktivität von Investitionen in Energieprojekte. Finanzielle Risiken reflektieren grundsätzlich das zusätzliche Risiko für die Unternehmenseigentümer durch den Einsatz von Fremdkapital, denn eine hohe Fremdkapitalfinanzierung resultiert in hohen Zins- und Tilgungsverpflichtungen, die das Unternehmen periodisch zu leisten hat und steigert damit das Insolvenzrisiko (vor allem bei rückläufigen Umsätzen), aber erhöht gleichzeitig auch die erwartete Rentabilität des Eigenkapitals (vor allem bei steigenden Umsätzen). Fremdkapitalfinanzierung verstärkt daher sowohl die positiven als auch die negative Effekte des Geschäftsrisikos für die Eigentümer. Aufgrund dieses Wechselspiels zwischen operativen und finanziellen Risiken herrscht unter Praktikern die allgemeine Auffassung, dass je höher die operativen Risiken eingeschätzt werden, desto geringere finanzielle Risiken sollte ein Unternehmen eingehen und desto niedriger sollte der Verschuldungsgrad sein, um einen gemäßigten Saldo der beiden Risikodimensionen zu erzielen. Kurzum: Die Beziehung zwischen operativen Risiken und dem Verschuldungsgrad sollte invers sein.

Bei langfristig instabilen Cash Flows (wie im aktuellen Umfeld der Energiebranche) ist daher prinzipiell eine vergleichsweise konservative **Kapitalstruktur** zu bevorzugen um sicherzustellen, dass Liquidität auch in abwärts gerichteten Wirtschaftsphasen vorhanden ist, um so das Risiko finanzieller Engpässe bis hin zur Insolvenz zu reduzieren. Krisen an den Kapitalmärkten und die damit einhergehende abnehmende Marktliquidität können nämlich zu einer erheblichen Verknappung des Finanzierungsangebots führen, das besonders Unternehmen mit einer niedrigen **Bonität** spüren würden. Insbesondere für Unternehmen mit einem hohen Finanzierungsbedarf von jährlich über Euro 500 Mio. ist es essenziell, über eine hohe Bonität zu verfügen, um auch in einem angespannten Marktumfeld genügend Liquidität für großvolumige Finanzierungen im Markt anzutreffen. In der Praxis geht man davon aus, dass rund 80% des Fremdkapitalvolumens für Unternehmen mit einem Rating besser als A zur Verfügung steht. Aus diesem Grund verfügen beispielsweise alle vier großen Verbundversorger über ein Rating im Bereich A2 bzw. A3. Bei Unternehmensratings unterhalb von Baa3 bzw. BBB- (= Schwelle des Investment Grade Ratings) nimmt die Liquidität stark ab, was sich je nach Marktlage in Form von erhöhten **Finanzierungskosten** und einem geringerem Finanzierungsangebot auswirken kann.

Die Kosten der Finanzierung werden sich typischerweise in Kapitalmarktkrisen aufgrund der abnehmenden Marktliquidität erhöhen, d. h. bei unveränderter Bonitätseinstufung sind höhere Kosten zu zahlen, da Anbieter von Finanzierungen ihre Renditeanforderungen entsprechend erhöhen. Während die Finanzierungskosten bei Schuldern höchster Bonität (Aaa bis Aa2 bzw. AAA bis AA) kaum schwanken, ist dieser Effekt jedoch besonders stark ausgeprägt bei Ratings im Non-Investment Grade Bereich. Dies kann je nach erwirtschafteter operativer Marge

sogar die Profitabilität bedrohen und birgt zudem ein potenzielles Refinanzierungsprobleme (siehe Abbildung 1).

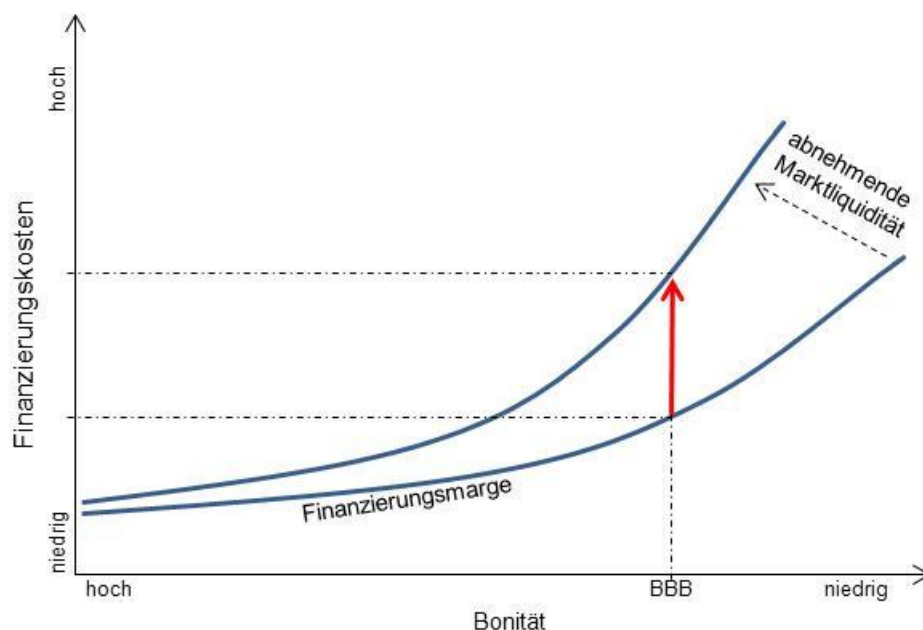


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Bonität und Finanzierungskosten in Abhängigkeit vom Kapitalmarktumfeld (Quelle: EquityGate)

Durch die Wahl des Verschuldungsgrads ergibt sich die grundsätzliche **Kapitalstruktur** des Unternehmens. Diese ist dann optimal, wenn sowohl der Wert des Eigenkapitals als auch die Verschuldungskapazität und folglich der **Unternehmenswert** maximiert ist (siehe Fabich/Schellenberg/Wölfer 2012 zu einer ausführlichen Diskussion des Beitrags des strategischen Kapitalstrukturmanagements zur Maximierung des Unternehmenswerts). Erst nach der fundamentalen Wahl des Verhältnisses zwischen Eigen- und Fremdkapital sollte in einem zweiten Schritt die Auswahl der optimalen Kapitalstruktur entsprechend angemessenen Finanzierungsinstrumente erfolgen („Top-Down“-Prinzip). Vermieden werden sollten hingegen produktgetriebene Finanzierungsentscheidungen, aus denen sich eine eher zufällige Kapitalstruktur entwickelt („Bottom-Up“-Prinzip) statt als Resultat einer systematischen Kapitalstrukturstrategie (Abbildung 2).

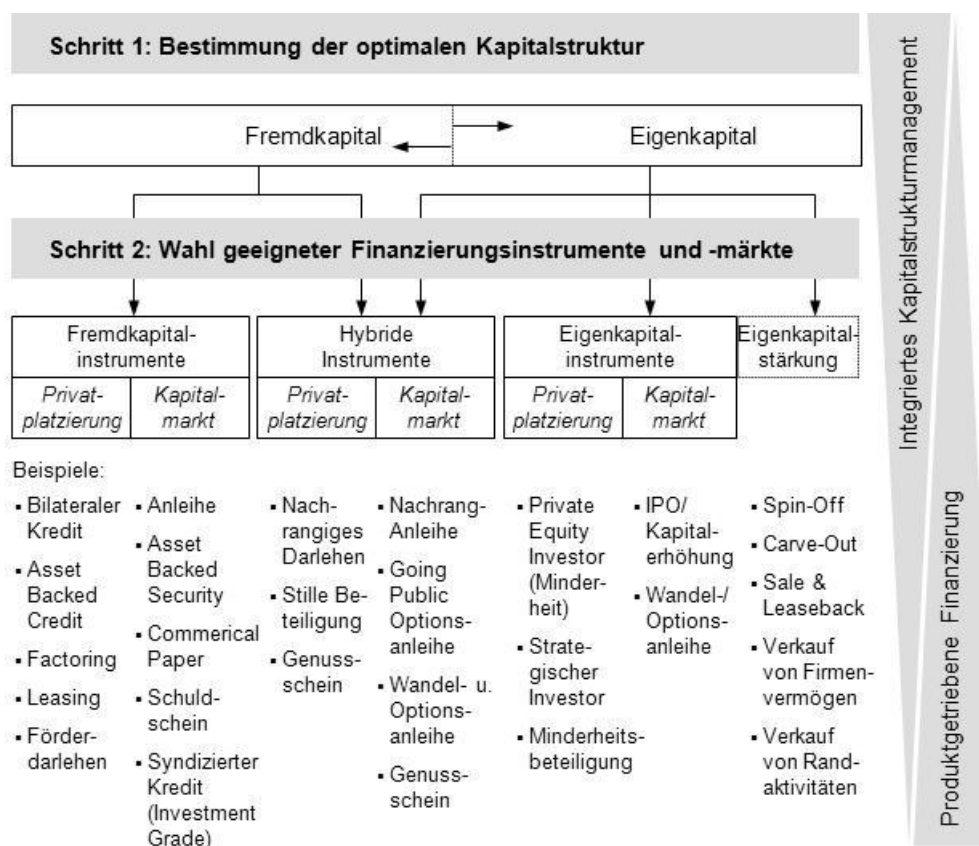


Abbildung 2: Strategisches **Kapitalstrukturmanagement** (Quelle: EquityGate)

Oftmals erweist es sich als sinnvoll, eine professionelle Beratung durch unabhängige Finanzierungsberater in Anspruch zu nehmen. Diese greifen idealerweise auf eine breite Transaktionserfahrung zurück, verfügen über aktuelle Kenntnisse, Bedingungen und Konditionen der Kapitalmärkte und haben Zugang zu einem belastbaren Netzwerk mit führenden Kapitalgebern. Die Expertenteams von EquityGate fungieren als verlängerte Werkbank des CFOs und unterstützen bei komplexen Transaktionsentscheidungen wie Investitions- und Akquisitionsfinanzierungen, Rekapitalisierungen und finanziellen Restrukturierungen und entwickeln in enger Zusammenarbeit mit dem Unternehmen eine optimale Ausrichtung der Kapitalstruktur. Entscheidend für den Erfolg der Beratung ist vor allem, dass diese unabhängig von Provisionen durch Kapitalgeber und finanzproduktübergreifend erfolgt. Ziel ist es letztlich, die Kapitalstruktur so zu steuern, dass der Unternehmenswert langfristig und nachhaltig maximiert und strategische Wachstumsoptionen wahrgenommen werden können, um die zukünftige operative Wettbewerbsfähigkeit in einem dynamischeren und volatiler werdenden Marktumfeld zu sichern.

### 3 Strukturierungsmöglichkeiten von Investitionen in Energieprojekte

Unter Beachtung der Anforderungen des strategischen Kapitalstrukturmanagements stehen prinzipiell eine Vielzahl von Möglichkeiten zur **Finanzierung** von Investitionen in Energieprojekte zur Verfügung (siehe Abbildung 3): konventionelle Finanzierung mittels Eigen-, Fremd- oder Hybridkapital ("On-Balance-Sheet"), Finanzierung mittels

eines Joint Venture oder einer Projektgesellschaft sowie die Realisierung durch Dritte ("Contracting"). Die nachfolgenden Ausführungen bieten eine Orientierungshilfe.

	On-Balance-Sheet Finanzierung	Finanzierung mittels einer Zweckgesellschaft		Realisierung durch Dritte
		Joint Venture	Projektgesellschaft	
<b>Rückgriffsmöglichkeiten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ full-recourse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ full-recourse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ non-recourse</li> <li>▪ limited-recourse</li> <li>▪ (full-recourse)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ non-recourse</li> </ul>
<b>Maßgeblich für Verschuldungskapazität</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Verschuldungskapazität des Unternehmens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Verschuldungskapazität der Joint Venture Partner</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Verschuldungskapazität der Projektgesellschaft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Verschuldungskapazität des Dienstleisters</li> </ul>
<b>Bilanzielle Darstellung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Vollkonsolidierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ At-Equity</li> <li>▪ Quotenkonsolidierung</li> <li>▪ Vollkonsolidierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ At-Equity</li> <li>▪ Quotenkonsolidierung</li> <li>▪ Vollkonsolidierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Konsolidierung</li> </ul>
<b>Anrechnung auf Verschuldung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 100%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 0-100%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 0-100%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 0%</li> </ul>

Abbildung 3: Alternative Finanzierungsmöglichkeiten (Quelle: EquityGate)

### 3.1 On-Balance-Sheet Finanzierung

Bei der On-Balance-Sheet Finanzierung handelt es sich um eine klassische Finanzierung mittels Eigen-, Fremd- oder Hybridkapital mit entsprechendem Ausweis auf der Passivseite der Bilanz des Unternehmens. Dabei werden die Mittel für den Investitionsbedarf dem Unternehmen an sich bereitgestellt, d. h. der Financier trägt nicht das Risiko des Projekts direkt. Die Mittelvergabe ist daher vor allem von der Bonität des Unternehmens und nicht von der Qualität des Investitionsprojekts abhängig (siehe Abbildung 4). Die Frage, ob Neu- oder Ersatzinvestitionen in größere Projekte wie beispielsweise Kraftwerksfinanzierungen in der Größenordnung von mehreren hundert Millionen Euro allerdings ausschließlich über die eigene Bilanz möglich sind, sollte vor dem Hintergrund der eigenen Verschuldungskapazität unter Einbezug einer Ratinganalyse betrachtet werden.



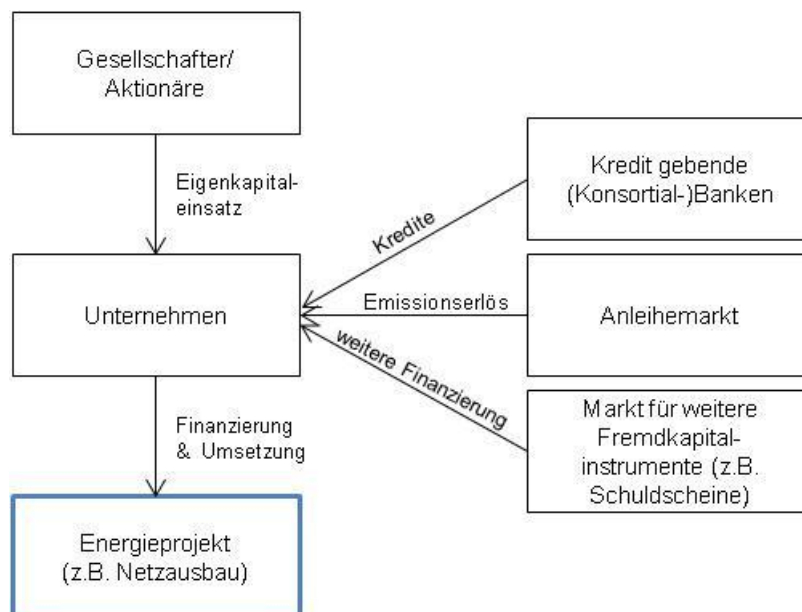


Abbildung 4: On-Balance-Sheet Finanzierung (Quelle: EquityGate)

## Eigenkapital

Neues privates **Eigenkapital** kann von den bisherigen Gesellschaftern eingesammelt werden oder durch die Hereinnahme von Private Equity Fonds, institutionellen, gewerblichen und/oder privaten Investoren aufgenommen werden. Kapitalmarkt-orientierte Unternehmen haben außerdem die Möglichkeit, im Rahmen eines Börsengangs oder einer später folgenden **Kapitalerhöhung** durch die Ausgabe (neuer) Aktien börsennotiertes Eigenkapital einzusammeln (siehe Tabelle 1). Allerdings ist das Klima am europäischen Markt für Neu- und Folgeemissionen angesichts der Schuldenkrise in der Eurozone und der gestiegenen Volatilität aktuell eingetrübt. Sowohl Emittenten als auch Investoren scheuen diese Unsicherheit. 2012 wagte die KTG-Agrar-Tochter KTG Energie als einziges Energieunternehmen in Deutschland den Sprung aufs Parkett. EnBW konnte im Juli 2012 rund Euro 882 Mio. von seinen Altaktionären einsammeln, um das Geschäft mit Erneuerbaren Energien auszubauen. Ende 2011 hat Deutschlands größter Energieversorger RWE mit der Ausgabe neuer Aktien einen Erlös von rund Euro 2 Mrd. erzielt, um seine Milliardeninvestitionen zum Ausbau der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und zur Stärkung seiner Position im Markt für Erneuerbare Energien zu stemmen. E.ON plant voraussichtlich im Sommer 2013 eine Kapitalerhöhung

Unternehmen	Monat/Jahr	Emissions- volumen (\$ Mio.)
Energie Baden-Wuerttemberg AG	Juli 2012	1.056 (*)
KTG Energie AG	Juni 2012	47
RWE AG	Dezember 2011	2.804 (*)
RENERCO Renewable Energy Concepts AG	April 2011	41 (*)
DT BIOGAS AG	Dezember 2010	26

Anmerkung: (\*) kennzeichnet Kapitalerhöhungen

Tabelle 1: Ausgewählte, aktuelle Börsengänge und Kapitalerhöhungen im Energiesektor in Deutschland mit einem Volumen von mehr als Euro 10 Mio. (Quelle: Thomson Reuters)

Eine neue Form der Finanzierung in der Energiebranche ist die Bürgerbeteiligung in Form einer sog. "Stromanleihe" bzw. "Bürgerdividende", die je nach Ausgestaltung mehr Fremd- oder Eigenkapitalcharakter aufweist. So startet Mitte 2013 ein bundesweit bisher einmaliges Pilotprojekt: Erstmals sollen sich in Schleswig-Holstein Bürger am Stromnetzausbau beteiligen. Den Bürgern wird über Wertpapiere des Übertragungsnetzbetreibers TenneT die Möglichkeit angeboten, sich an einem der zentralen Infrastrukturprojekte des Landes, der neuen Höchstspannungsleitung an der Westküste Schleswig-Holsteins, finanziell zu beteiligen (TenneT, 30.01.2013). Die Mindestbeteiligung wird voraussichtlich bei Euro 1.000 liegen und steht nur Privatinvestoren zur Verfügung. Voraussichtlich sollen 15% des Investitionsbudgets über Darlehen oder Genussscheine für Kleinanleger reserviert werden, was etwa einer Summe von Euro 40 Mio. entspricht. Bei guter Akzeptanz soll dieses Finanzierungsmodell auch in anderen Teilen Deutschlands Anwendung finden.

Energieunternehmen haben außerdem die Möglichkeit für Investitionen in (Erneuerbare) Energien zusätzliche Mittel in Form von Beteiligungen von Kommunen oder Förderkrediten von nicht-kommerziellen Banken (z. B. Europäische Investitionsbank, KfW) in Anspruch zu nehmen.

## Fremdkapital

**Fremdkapital** kann grundsätzlich in privater Form über Bankkredite und Schuldscheine oder im Kapitalmarkt über syndizierte Kredite und Anleihen aufgenommen werden (siehe Rügemeier/Wölfer 2013 zu einer ausführlichen Diskussion der Wahl geeigneter (Fremdkapital-)Finanzierungsinstrumente).

### Bankkredite

Der klassische bilaterale Kredit stellt in Deutschland die dominierende Quelle der Fremdfinanzierung dar. Für einen bilateralen Kredit ist kein externes Rating erforderlich. Er bietet hohe Flexibilität und ist zudem in vielen Fällen aufgrund der „Cross-Selling“-Erwartungen der Kredit gebenden Institute vergleichsweise kostengünstig. In der Regel werden aktuell aufgrund der Risikopolitik der Banken allerdings nur Kreditvolumina von bis ca. Euro 50 Mio. angeboten - was für Investitionen in größere Energieprojekte in der Regel nicht ausreicht. Bei höherem Kapitalbedarf müssen daher mehrere Banken und/oder zusätzliche Finanzierungsinstrumente in Anspruch genommen werden.

### Syndizierte Kredite

Größere Kreditvolumina werden in der Regel nur gemeinsam von mehreren Kreditgebern (Konsortium oder Club) vergeben. Aufgrund der hohen Volumina eignet sich diese Finanzierungsstruktur vor allem für Investitionen im Energiebereich. Die meisten syndizierten Kredite werden aktuell auf „Best Effort“ Basis platziert, d. h. es besteht für den Kunden keine Finanzierungssicherheit, da die arrangierende Bank die Einwerbung des Finanzierungsvolumens nicht garantiert. Bei einem sogenannten „Underwriting“ hingegen garantiert die arrangierende Bank (Banken) das Finanzierungsvolumen. Aufgrund des erhöhten Platzierungsrisikos für die Bank sind die Kosten für ein „Underwriting“ deutlich höher. Da für große Energieprojekte die Finanzierungssicherheit jedoch Voraussetzung ist, stehen Initiatoren hier häufig vor großen Unsicherheiten. Aufgrund der Risikoaversion der Banken ist deren Bereitschaft zu größeren „Underwritings“ momentan sehr begrenzt. Alternativ werden Transaktionen daher über sogenannte „Club Deals“ platziert, bei denen eine Gruppe von Banken die Finanzierung gleichberechtigt arrangiert. Eine Reduktion des Risikos einer nicht geschlossenen Finanzierung kann durch eine anbieterunabhängige Prozessgestaltung erreicht werden.

Für Kreditnehmer mit einem Investment Grade Rating ist der Markt für syndizierte Kredite weit offen, einige Deals sind momentan sogar deutlich überzeichnet. Für Unternehmen mit einem Rating im Non-Investment Grade Bereich ist der Markt jedoch deutlich restriktiver. Aufgrund der aktuellen Unsicherheiten am Kapitalmarkt und der starken Begrenzung der Anzahl der aktiven Banken sind breite Syndizierungen daher derzeit typischerweise nur für „Frequent Issuers“ möglich. In der Praxis ist zudem aktuell zu beobachten, dass Finanzierungen nur in Ausnahmen über die gesamte wirtschaftliche Lebensdauer des Projektes finanziert werden und dadurch in vielen Fällen ein Anschlussfinanzierungsrisiko besteht. Daher ist es unbedingt notwendig, die Finanzierung strategisch sinnvoll zu gestalten, so dass dieses Risiko weitgehend reduziert wird.

Aktuelles Beispiel für die Finanzierung mittels syndizierter Kredite ist Techem, ein Anbieter für Energieabrechnungen und Energiemanagement für Immobilien, der sich aktuell eine Kreditlinie in Höhe von Euro 450 Mio. bei einer Gruppe seiner Geschäftsbanken gesichert hat (siehe Tabelle 2). Zusammen mit den Erlösen einer Anleiheemission im Herbst letzten Jahres sollen die Mittel für die Refinanzierung von Verbindlichkeiten verwendet werden. Dadurch will das Unternehmen finanzielle Flexibilität gewinnen, um das operative Geschäft zu unterstützen und Wachstumschancen wahrzunehmen.

Unternehmen	Monat/Jahr	Transaktions- volumen (€ Mio.)	Zweck
Techem AG	März 2013	450	Refinanzierung
Nukem International GmbH	Februar 2013	100	Refinanzierung
Techem AG	September 2012	550	Refinanzierung
Wasser und Gas Westfalen GmbH	Juni 2012	120	k.A.
Phoenix Solar AG	Mai 2012	101	Refinanzierung
EWE AG	Juli 2011	850	Refinanzierung
Phoenix Solar AG	Juli 2011	150	Refinanzierung
Energie Baden-Württemberg AG	März 2011	2.000	Refinanzierung
Gehrlicher Solar AG	Dezember 2010	180	Refinanzierung
RWE AG	November 2010	4.000	Refinanzierung
E.ON AG	Oktober 2012	6.000	Refinanzierung
Energie Baden-Württemberg AG	Mai 2010	1.000	Refinanzierung

Tabelle 2: Ausgewählte, aktuelle syndizierte Kredite im Energiesektor in Deutschland mit einem Kreditvolumen von mehr als Euro 100 Mio. (Quelle: Thomson Reuters)

## Anleihen

Auch Anleihen gehören für Unternehmen zu den klassischen Mitteln der Beschaffung von Fremdkapital. Es handelt sich dabei um ein standardisiertes Produkt zur Aufnahme von Fremdfinanzierungsmitteln über den Kapitalmarkt. Gerade größere Unternehmen nutzen dieses Produkt alternativ oder zusätzlich zur Kreditfinanzierung (siehe Tabelle 3). Typischerweise eignet sich die Begebung von Anleihen zur Finanzierung von Volumina über Euro 200 Mio. Damit Investoren zu einer schnellen und transparenteren Risikoeinschätzung kommen können (bei vielen Investoren ist dies auch eine Anforderung im Sinne der Statuten) und der potenzielle Investorenkreis so breit wie möglich angesprochen werden kann, verfügen die meisten Anleihen über ein externes Rating. Mit einer Höhe von rund Euro 120 Mrd. im Jahr 2012 ist das Anleihevolumen in Europa deutlich kleiner als der Markt für syndizierte Kredite, in den USA ist das Verhältnis eher umgekehrt. Auch wenn das aktuelle europäische Marktniveau nicht an die Spitzenwerte von 2009 heranreicht, zeigt sich der Markt für Unternehmensanleihen aktuell stabil. Das Wachstum wird vor allem durch ein Rekordemissionsvolumen für europäische Anleihen im Investment Grade Bereich getragen. Aktuelles Beispiel für eine große Anleiheemission noch in diesem Jahr könnte die deutsche Erdgastransportgesellschaft Open Grid Europe sein, die Branchenkenner zufolge die Begebung mehrerer Anleihen mit einem Gesamtvolumen in Höhe von rund Euro 3 Mrd. plant (CapitalIQ, 08.03.2013).

Im Bereich „High Yield“ sind ebenfalls einige Emissionen zu verzeichnen, allerdings ist das Emissionsfenster sehr volatil und u. a. abhängig von der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung in Europa und den USA. In Deutschland bietet der Markt für Mittelstandsanleihen eine neue Form von „High Yield“-Bonds, die sich als zusätzliches Marktsegment insbesondere für kleinere Emissionen zwischen Euro 20 und 100 Mio. eignen.

Unternehmen	Art der Anleihe	Monat/Jahr	Emissionsvolumen (\$ Mio.)	Laufzeit (Jahre)	Rating (S&P/Moody's)
Techem GmbH	High Yield	September 2012	535	7	B+/Ba3
Techem GmbH	High Yield	September 2012	424	8	B-/B3
NECKARPRI GmbH	Investment Grade	Juni 2012	499	10	AA+/Aaa
RWE AG	Investment Grade	Juni 2012	508	60	BBB/Baa2
RWE AG	Investment Grade	März 2012	500	60	BBB/Baa2
Energie Baden-Wuerttemberg AG	Investment Grade	März 2012	337	60	BBB-/Baa2
RWE AG	Investment Grade	März 2012	1.178	ohne	BBB/ohne
Energie Baden-Wuerttemberg AG	Investment Grade	Oktober 2011	1.040	61	BBB/Baa1
EWE AG	Investment Grade	Oktober 2011	693	9	ohne/A2
RWE AG	Investment Grade	Oktober 2011	282	61	BBB/Baa2
Eurogrid GmbH	Investment Grade	Oktober 2010	696	10	ohne/Baa1
RWE AG	Investment Grade	September 2010	2.279	ohne	BBB+/Baa1

Anmerkung: Die Übersicht enthält sowohl Emissionen auf Unternehmens- als auch auf Projektgesellschaftsebene (siehe Kapitel 3.2 zu einer ausführlichen Darstellung der Projektfinanzierung).

Tabelle 3: Ausgewählte, aktuelle Anleiheemissionen im Energiesektor in Deutschland mit einem Emissionsvolumen von mehr als Euro 200 Mio. (Quelle: Thomson Reuters)

## Schuldscheine

Schuldscheindarlehen weisen sowohl Charakteristika eines Bankkredits als auch einer Anleihe auf. Es handelt sich dabei um privat platzierte Kredite bei Kapitalsammelstellen, überwiegend bei Sparkassen. Schuldscheindarlehen bieten sich schon bei geringeren Volumina ab Euro 30 Mio. an und können auch von nicht-emissionsfähigen Unternehmen aufgenommen werden. Ein Rating ist nicht zwingend erforderlich, aber hilfreich. Das Risikoprofil muss aktuell jedoch mindestens einem „gutem“ BB(+) Rating entsprechen. Vorteile für Kreditnehmer, die noch nicht am Kapitalmarkt aktiv sind, liegen vor allem in der Investorendiversifikation und den vergleichsweise noch überschaubaren Dokumentationspflichten. Gerade Mittelständler, kommunale Unternehmen und Unternehmen in Familienbesitz schätzen daher diese Form der Finanzierung.

Der Markt für Schuldscheindarlehen ist vergleichsweise klein. Allerdings hat sich im Jahr 2011 das Volumen an begebenen Schuldscheindarlehen in Deutschland auf knapp Euro 10 Mrd. gegenüber dem Vorjahr verdoppelt. Darin spiegelt sich das steigende Bedürfnis von Unternehmen wider, ihre Finanzierungsquellen zu erweitern und zu diversifizieren.

### 3.2 Finanzierung mittels einer Zweckgesellschaft

Projekte im Energiesektor erreichen in manchen Fällen Größenordnungen, bei denen die Finanzierung über die eigene Bilanz an ihre Grenzen stößt. Übersteigt ein wirtschaftlich attraktives Investitionsvorhaben die Finanzkraft oder Risikobereitschaft eines Unternehmens, so bietet es sich an, Chancen und Risiken auf mehrere Schultern zu verteilen. Die Finanzierung mittels einer **Zweckgesellschaft** stellt daher ein geeignetes und international gängiges Finanzierungsmodell dar.

## Joint Venture

Im Rahmen eines Joint Venture schließen sich mehrere Gesellschafter über eine Beteiligung an einer Zweckgesellschaft zusammen. Dabei handelt es sich um eine projektbezogene Unternehmenskooperation von zwei oder mehreren rechtlich und wirtschaftlich unabhängigen Unternehmen (Joint Venture Partner), die auf Basis vertraglicher Vereinbarungen gemeinschaftlich und gleichgerichtet für eine gewisse Dauer bei der Umsetzung eines Projekts zusammenwirken (siehe Abbildung 5). Joint Ventures eignen sich besonders für großvolumige Infrastrukturinvestitionen wie beispielsweise für den Bau eines Kraftwerks.

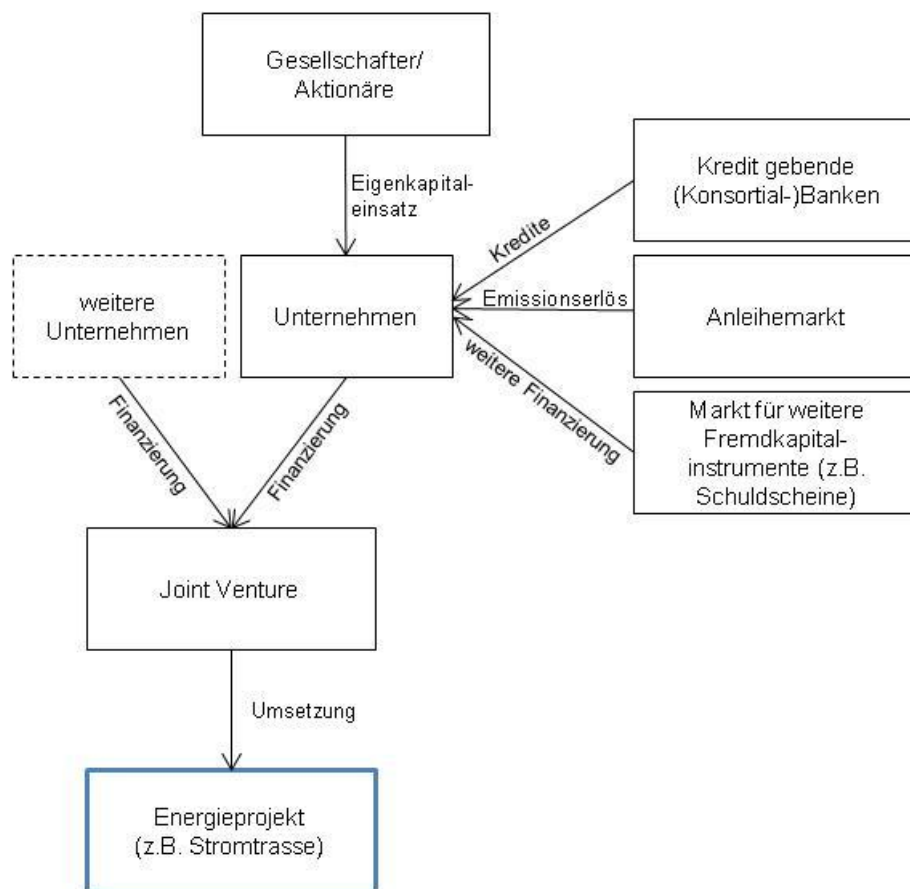


Abbildung 5: Finanzierung mittels eines Joint Ventures (Quelle: EquityGate)

Das Kooperationsprojekt wird gemeinschaftlich von den Joint Venture Partnern finanziert. Wird vertraglich eine solidarische Haftung geregelt, orientieren sich die Finanzierungskosten in der Regel an der Bonität des "besten" Partners. So betrachtet, stellt die Joint Venture Finanzierung eine Form der On-Balance-Sheet Finanzierung dar, ermöglicht jedoch die Verteilung der Finanzierungslasten auf mehrere Partner und damit die Finanzierung größerer Investitionsvorhaben, häufig auch in internationaler Zusammenarbeit.

## Regresslose Finanzierung einer Projektgesellschaft über Projektfinanzierungen

Bei großen kapitalintensiven Projekten in der Energiewirtschaft kommt typischerweise die **Projektfinanzierung** zum Einsatz, im Rahmen derer eine organisatorische Einheit mit eigener Rechtspersönlichkeit speziell für das zu realisierende Projekt gegründet wird (siehe Abbildung 6). Oftmals schließen sich auch mehrere Beteiligungsgeber/Projektsponsoren (Unternehmen, Kommunen, institutionelle Anleger, Fondsgesellschaften) zu einem Konsortium zusammen und bringen ihre Mittel zum Zweck der Investition in eine gemeinsame **Zweckgesellschaft** ein. Die Zweck- bzw. **Projektgesellschaft** ist dann der eigentliche Financier und Betreiber der Infrastruktureinrichtung.

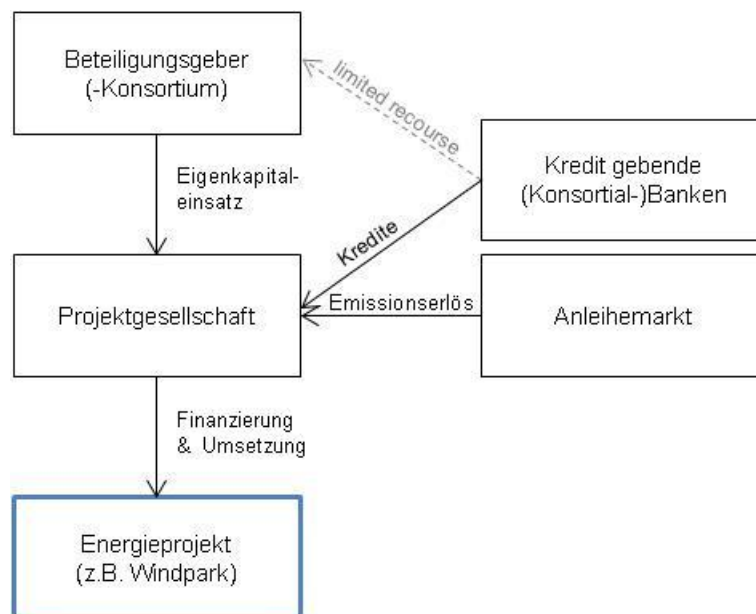


Abbildung 6: Finanzierung mittels einer Projektgesellschaft (Quelle: EquityGate)

Die Finanzierung der eigentlichen Investition erfolgt über die Eigenkapitaleinlage der Projektsponsoren und über Fremdkapital, das die Projektgesellschaft selbst aufnimmt. Kapitalgeber erwarten neben der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit der Energieprojekte vor allem den Nachweis belastbarer Finanzierungsstrukturen und der Risikoallokationen (das größte Risiko der Projektfinanzierung ist erfahrungsgemäß das Fertigstellungsrisiko des Energieprojekts). Die Bedienung des Fremdkapitals erfolgt je nach Ausgestaltung typischerweise einzig aus dem Cash Flow der Projektgesellschaft (und damit des Projekts). Die Rückführbarkeit hängt somit von der Wirtschaftlichkeit des geplanten Projekts ab und nicht wie bei einer Unternehmensfinanzierung von der Bonität eines diversifizierten Unternehmens. Die Kredite werden durch das Vermögen der Projektgesellschaft sowie eventuell durch Gesellschaftergarantien besichert.

Je nach Vertragsgestaltung greift die Haftung für die Projektfinanzierung ganz („full-recourse“), beschränkt („limited-recourse“) oder nicht („non-recourse“) bis auf die Projektsponsoren durch. Bei einer full-recourse Finanzierung besitzen die

Fremdkapitalgeber umfassende Rückgriffsrechte gegenüber den Projektspensoren für die gesamten Projektkredite über deren gesamte Laufzeit. Diese Variante wird in der Praxis selten umgesetzt, da der Unterschied zu einer Unternehmensfinanzierung – aus Sicht der Sponsoren – relativ gering ist und zusätzlich vergleichsweise höhere Transaktions- und Finanzierungskosten einer Projektfinanzierung zu berücksichtigen sind. Bei einer non-recourse Finanzierung bestehen keine Regressmöglichkeiten gegenüber den ultimativen Eigentümern. Die Haftung der Gesellschafter ist somit auf das eingebrachte Eigenkapital beschränkt. Für die vertraglich vereinbarten Zins- und Tilgungsleistungen haftet ausschließlich die Projektgesellschaft. Diese Finanzierungsvariante bietet sich vor allem bei Projekten an, bei denen die Baurisiken durch Standardtechnologie und EPC-Verträge gesichert und der Cash Flow gut prognostizierbar ist (z. B. Onshore Windprojekte). Für Projekte, die hiervon abweichen wird daher in der Praxis eine limited-recourse Finanzierung realisiert. Bei diesem Finanzierungsmodell haben die Kreditgeber nur beim Vorliegen vorher festgelegter Tatbestände und nur im beschränkten Umfang die Möglichkeit des Rückgriffs auf die Sponsoren. Die Rückgriffsmöglichkeiten sind in der Regel zeitlich und/oder im Umfang begrenzt (z. B. bis zur Fertigstellung des Projekts). Die Sponsoren tragen bei dieser Vertragsvariante nur einen Teil der Risiken: Bis zur Fertigstellung des Projekts haften sie ähnlich wie bei einer full-recourse Finanzierung, anschließend wie bei einer non-recourse Finanzierung. Umgekehrt tragen die Kreditgeber Risiken, die im Rahmen eines konventionellen Unternehmenskredits vollständig vom Unternehmen getragen worden wären.

Je nach Ausprägung der Gesellschafter- und Vertragsstruktur, werden die Jahresüberschüsse der Eigenkapital gebenden (Energie-)Unternehmen durch die Kreditaufnahme auf Projektebene nicht berührt, d. h. es handelt sich um eine bilanzneutrale Finanzierung, da der Ausweis der Kredite direkt in der Bilanz der Projektgesellschaft erfolgt. Dies kann für Unternehmen den Vorteil haben, dass ihr Kredit-Standing unberührt ist und Bilanzkennzahlen unverändert bleiben. Eine niedrigere Eigenmittelquote kann sogar zu einer verbesserten Eigenkapitalrendite führen. Bei der Finanzierung von Energieprojekten über eine Projektgesellschaft kann die bilanzexterne Finanzierung zudem den Vorteil bieten, dass häufig eine höhere Verschuldungskapazität als bei einer klassischen Unternehmensfinanzierung realisiert werden kann. Auch wenn der Projektfinanzierungsmarkt nicht das Volumen des Marktes für Unternehmensfinanzierungen zur Verfügung stellt, ist es aktuell dennoch möglich, für Projekte hohe Finanzierungsvolumina von über Euro 1 Mrd. zu realisieren.

Die Fremdkapitalaufnahme von Projektgesellschaften erfolgt typischerweise durch die Emission von Anleihen (siehe Tabelle 3 für eine Übersicht aktueller Anleiheemissionen im Energiesektor) und/oder durch die Aufnahme von Krediten. Aktuelles Beispiel für eine großvolumige Finanzierung mittels syndizierter Kredite ist der Nordsee-Windpark Butendiek (siehe Tabelle 4). Mit Krediten in Höhe von über Euro 1 Mrd. finanziert ein von der KfW IPEX-Bank, UniCredit und Bremer Landesbank geführtes Bankenconsortium den Offshore Windpark. Das Bankenconsortium setzt sich aus den Förderbanken Europäische Investitionsbank (EIB) und KfW, dem dänischen Exportkreditversicherer EKF und neun Geschäftsbanken zusammen. Der Windpark wird aus bis zu 80 Windenergieanlagen bestehen und mit 288 MV Nennleistung zu den umfangreichsten Offshore Windparks in der deutschen Nordsee zählen.



Eine weitere Form der Fremdkapitalfinanzierung speziell auf Projektebene bieten garantierte Projektbonds. Diese neue Form von Anleihen wurde kürzlich von den EU-Mitgliedsstaaten und dem Europäischen Parlament genehmigt (Europäisches Parlament, 05.07.2012). Die von Projektgesellschaften begebenen Anleihen für Infrastrukturmaßnahmen werden über die Europäische Investitionsbank (EIB) kreditgestützt, um für die Anleihe ein höheres Investment Grade Rating (A) zu erhalten und Kapitalanleger wie Pensionsfonds und andere Investoren anzuziehen. Es wird erwartet, dass mit diesen Garantien Privatinvestitionen mit einer Multiplikatorwirkung von 15 bis 20 angeschoben werden können. Aktuell ist vorgesehen, dass in einer Pilotphase bis Ende 2013 rund Euro 230 Mio. Kreditunterstützung für Projektbonds aus dem EU-Budget abrufbar sind. Für Energieprojekte sind bislang jedoch nur Euro 10 Mio. vorgesehen.

Unternehmen	Monat/Jahr	Kreditvolumen (€ Mio.)	Zweck
Bulendiek Offshore Wind Farm GmbH	Februar 2013	1.023 (*)	Offshore Windpark
EnBW Baltic 2 GmbH & Co	Januar 2013	500	Offshore Windpark
S Quadrat Finow Tower Grundstuecks GmbH & Co KG	März 2012	216 (*)	Photovoltaikanlage
WindMW GmbH	August 2011	902	Offshore Windpark
Global Tech I Offshore Wind GmbH	Juli 2011	1.047 (*)	Offshore Windpark
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH	Juni 2011	337	k.A.
Trianel European Energy Trading GmbH	Dezember 2010	550 (*)	k.A.
Grosskraftwerk Mannheim AG	Februar 2010	800	Kraftwerk

Anmerkung: (\*) kennzeichnet syndizierte Kredite

Tabelle 4: Ausgewählte, aktuelle Kredite auf Projektebene im Energiesektor in Deutschland mit einem Kreditvolumen von mehr als Euro 200 Mio. (Quelle: Thomson Reuters)

Je komplexer ein Projekt in technologischer oder wirtschaftlicher Hinsicht ist, desto sinnvoller ist es, unter dem Aspekt der gemeinsamen Risikotragung mit Projektpartnern eine eigene Projektplattform zu schaffen. Meist überschreiten die Größenordnungen der Projekte die finanziellen Möglichkeiten eines Unternehmens. Aber auch bei ausreichender Unternehmensgröße und Fähigkeit, anspruchsvolle Projekte eigenständig zu realisieren, können Opportunitätsüberlegungen (z. B. die Konzentration auf Kernkompetenzen) eine außerbilanzielle Projektfinanzierung nahelegen. Aufgrund der höheren Komplexität der Finanzierung eines Projekts über eine Zweckgesellschaft ist es empfehlenswert, sich frühzeitig mit den Anforderungen der Kapitalgeber an solche Projekte vertraut zu machen und bei der Strukturierung des Projekts rechtzeitig die richtigen Weichen für die Kapitalaufnahme zu stellen. Je nach Größe und Komplexität des Vorhabens sollten solche Kapitalprozesse im aktuellen Umfeld mindestens 12 Monate vor der geplanten Finanzierungsaufnahme begonnen werden.

### 3.3 Realisierung durch Dritte ("Contracting")

Bei dem Finanzierungs- und Betreibermodell „Contracting“ plant, errichtet und finanziert ein spezialisiertes Unternehmen, ein sog. Contractor, Energieinvestitionen für ein Unternehmen oder eine Kommune (Contracting-Nehmer). In der Praxis haben sich drei Arten von Contracting-Modellen etabliert. Die am häufigsten angewandte Variante ist das Energieliefer-Contracting (auch: Anlagen-Contracting), im Rahmen

dessen der Dienstleister für den Bau einer neuen oder die Modernisierung einer bestehenden Energieerzeugungsanlage und zur Energielieferung zuständig ist (siehe Abbildung 7). Das Ziel ist, durch Optimierungsprozesse deutliche wirtschaftliche und ökologische Vorteile zu erreichen. Beim Einspar-Contracting (auch: Performance-Contracting) werden auch die Investitions- und Betriebsfunktionen auf einen Contractor übertragen. Der besondere Fokus liegt bei dieser Variante jedoch auf der systematischen Erschließung von Einsparpotenzialen in bereits bestehenden, bisher vom Kunden betriebenen Energieversorgungssystemen durch den Contractor. Eine weniger häufige Variante des Contracting ist das Betreiber-Contracting. Während bei den beiden anderen Formen des Contracting investive Maßnahmen im Vordergrund stehen, beschränkt sich das technische Anlagenmanagement auf die Optimierung der Betriebskosten bei Funktions- und Weitererhalt der technischen Anlagen. Diese Variante ist für Unternehmen interessant, die über eine eigene Anlage verfügen wollen und diese auch finanzieren können, aber nicht die notwendigen Fachkräfte haben um die Anlage sachgerecht zu betreiben. Es handelt sich hierbei eher um ein Outsourcing der technischen Dienstleistung an den Contractor.

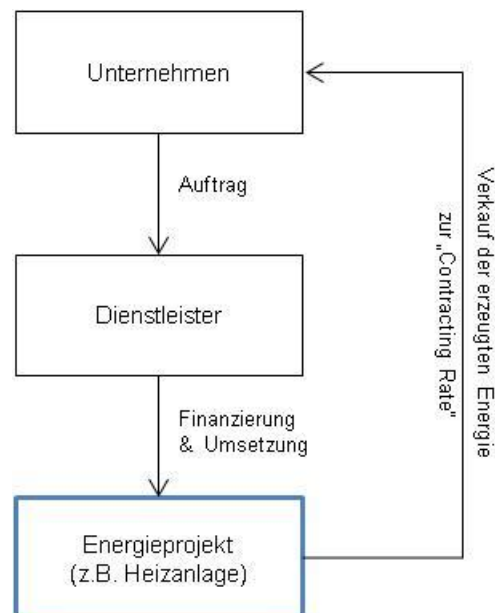


Abbildung 7: Finanzierung mittels der Realisierung durch Dritte

Der Contractor kümmert sich in der Regel um Planung, Finanzierung, Bau, Inbetriebnahme, Betrieb und Service der Anlage und übernimmt das Funktions- und Leistungsrisiko. Der Contractor verpflichtet sich zudem, eine Mindesteinsparung bzw. planbare Energiekosten zu erzielen. Refinanziert werden diese Investitionen durch die erzielten Energieeinsparungen bzw. aus dem Verkauf der erzeugten Energie. Fallen die Einsparungen geringer aus als vereinbart, schmälert dies die Vergütung des Contractors. Nach einer Vertragslaufzeit von durchschnittlich zehn Jahren werden die Anlagen typischerweise auf den Contracting-Nehmer übertragen, der auch nach Vertragsende von den erzielten Energiekosteneinsparungen profitiert.

Der Unterschied zu anderen Drittfinanzierungsformen (z. B. Leasing) liegt in dem Grad der Risikoübernahme und der Basis der Refinanzierung der Investitionen. Hinsichtlich der Risikoübernahme ist Contracting die umfassendste Variante. Auch

bei anderen Drittfinanzierungsmodellen werden Investitionen durch einen Dritten vorfinanziert, beim Contracting erfolgt die Refinanzierung allerdings ohne steigende Belastung des Auftraggebers (durch vermiedene Verbrauchskosten bzw. erzeugte Energie).

Der größte Vorteil des Contracting ist die verschuldungsneutrale Investition, da der Contractor die Investitionen tätigt und der Contracting-Nehmer nur die Contracting-Rate (in Höhe der bisherigen Energiekosten) zahlt. Somit ist die Verschuldungskapazität des Unternehmens unverändert und dem Unternehmen bleibt Kapital erhalten, das für andere strategische Investitionsvorhaben verwendet werden kann. Interessant ist Energie-Contracting vor allem für größere Energieanlagen oder umfangreiche Sanierungsmaßnahmen und dann, wenn Investitionsmittel und/oder Personalkapazitäten zur eigenen Realisierung des Projekts nicht ausreichend vorhanden sind.

Während Investitionsfinanzierungen für Contracting-Nehmer bilanzneutral sind, wirken sich diese auf die Bilanz und damit auf die Verschuldungskapazität der Dienstleister aus (siehe hierzu die vorherigen Ausführungen zur On-Balance-Sheet Finanzierung). Damit diese die Finanzierungsspielräume der eigenen Bilanz von der Verschuldung aus Contracting-Modellen freihalten können, besteht auch hier die Möglichkeit der Strukturierung über Zweckgesellschaften (siehe hierzu die vorherigen Ausführungen zur Finanzierung mittels Joint Ventures oder Projektgesellschaften).

## 4 Gestaltungsmöglichkeiten und Anwendungsbeispiele

### 4.1 Optimierung der Verschuldungskapazität

Ausgangsbasis jeglicher Überlegungen zur Unternehmensfinanzierung ist die Optimierung der Verschuldungsfähigkeit. Um die Kapazität zur Aufnahme zusätzlichen Fremdkapitals zu erhöhen, gibt es verschiedene Möglichkeiten das eigene Rating zu verbessern oder dieses überhaupt erst zu erhalten:

- Reduktion des operativen Risikos durch Verkauf von strategisch nicht relevanten und unprofitablen/risikoreichen Geschäftsbereichen
- Reduktion des finanziellen Risikos durch Strukturierung von Finanzierungen

Betrachten wir das fiktive Beispiel eines Energieunternehmens, dessen Geschäft aufgrund volatiler Cash Flows durch ein vergleichsweise hohes operatives Risiko charakterisiert ist. Das Unternehmen könnte seine Immobilien vom operativen Kerngeschäft abspalten und das abgespaltene Tochterunternehmen als Immobilienunternehmen mit geringem Geschäftsrisiko (aufgrund stabiler und weniger volatiler Cash Flows) positionieren. Das Immobilienunternehmen würde in der Folge ein höheres Rating als das Gesamtunternehmen erzielen. Als Konsequenz der Ratingverbesserung lassen sich die Kosten der Finanzierung reduzieren, während sich gleichzeitig auch das Spektrum der verfügbaren Finanzierungsinstrumente vergrößert. Durch die Erhöhung der Verschuldungskapazität erweitert sich letztlich der finanzielle Spielraum und die Flexibilität, schnell auf neue, attraktive Wachstumschancen zu reagieren.

Abbildung 8 illustriert das Beispiel eines Standortbetreibers und Infrastrukturdienstleisters, der Energie, Abfallmanagement, Vermietung und Leasing anbietet. Das Unternehmen steht vor der aktuellen Herausforderung, strategisch wichtige Investitionen in kapitalintensive Energie- und Infrastrukturprojekte zu tätigen. Da der Unternehmensgewinn durch Verluste auf Ebene der Tochterunternehmen aufgezehrt wird, verfügt das Unternehmen nur über begrenzte Finanzierungsmöglichkeiten. Eine Erhöhung des Eigenkapitals kommt aufgrund der Eigentümerstruktur nicht in Frage und die Aufnahme zusätzlichen Fremdkapitals ist wegen der bereits ausgereizten Verschuldung begrenzt.

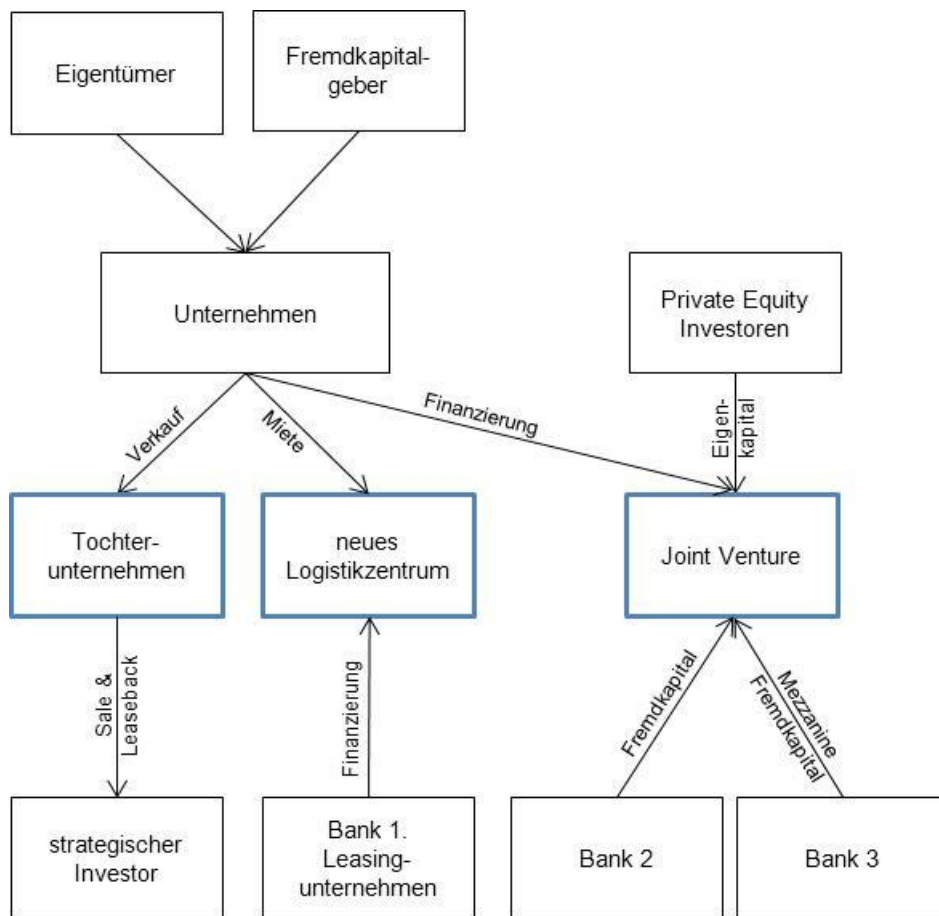


Abbildung 8: Fallbeispiel - Maximierung der Verschuldungskapazität (Quelle: EquityGate)

Als Lösung dieser angespannten Finanzierungsproblematik hat das Unternehmen mit Unterstützung unabhängiger Finanzberater ein umfassendes Konzept entwickelt und erfolgreich implementiert. So hat das Unternehmen zunächst das wenig profitable Tochterunternehmen an einen strategischen Investor („Best Owner“) verkauft und mit diesem einen Leasing-Vertrag vereinbart. Der Verkauf generierte kurzfristig einen Zahlungseingang und verbessert zudem langfristig die Gewinn-situation des Unternehmens. In einer weiteren Transaktion hat das Unternehmen in Zusammenarbeit mit einem Leasinganbieter eine neue Logistikimmobilie gegründet. Weiterhin ist das Unternehmen zusammen mit Private Equity Investoren ein Joint

Venture eingegangen, wodurch zusätzliches Eigenkapital in eine Zweckgesellschaft eingebracht wurde, die wiederum zusätzliches Fremd- und Mezzaninekapital aufgenommen hat. Da bei der Finanzierung beider Projekte der Rückgriff der Kreditgeber auf die Eigenkapitaleinlage der Projektträger beschränkt wurde („non-recourse“), blieb die Verschuldungskapazität des Unternehmens unberührt.

In einem weiteren Schritt hat das Unternehmen schließlich die Wahrnehmung seines Geschäftsmodells in seiner Kapitalmarktkommunikation angepasst. Investoren und Kreditgeber betrachteten das Unternehmen bislang als Anbieter von Serviceleistungen. Diese sind gewöhnlich durch eine geringe Anlagenintensität und ein zyklisches Geschäftsmodell charakterisiert. Durch das angenommene hohe operative Risiko ist im Rahmen der Ratingbetrachtung die Verschuldungskapazität typischerweise begrenzt. Tatsächlich präsentiert sich das Unternehmen als Infrastrukturanbieter mit stabilen Cash Flows, hoher Anlagenintensität, langfristigen Verträgen und einer aufgrund seiner monopolähnlichen Marktstellung relativ starken Verhandlungsposition. Indem das Unternehmen das zugrunde liegende **Geschäftsmodell** transparent gemacht hat und seine Darstellung auf die Anforderungen des Kapitalmarkts ausgerichtet hat, konnte bei Kapitalgebern und Ratingagenturen eine neue Beurteilung des Geschäftsmodells erreicht werden, die schließlich das Rating von BB auf A/BBB+ erhöhte.

Im Ergebnis verdoppelte sich die Verschuldungskapazität des Unternehmens und die Finanzierungskosten fielen deutlich. Das Unternehmen ist nun in der Lage, strategisch wichtige Investitionen flexibel und zu deutlich reduzierten Finanzierungskosten umzusetzen. Das Beispiel verdeutlicht daher, welchen elementaren Beitrag ein integriertes Kapitalstrukturmanagement - gespiegelt an den Anforderungen des Kapitalmarktes - für die Erhöhung der Verschuldungskapazität und damit zum langfristigen Bestehen eines Unternehmens und der Wahrnehmung neuer Wachstumschancen leisten kann.

#### **4.2 Optimierung der Kapitalisierung von Energieprojekten durch Einbindung von institutionellen **Investoren****

Energieprojekte lassen sich aus Kapitalmarktsicht in Abhängigkeit des Risikoprofils, des Kapitalbedarfs und der Finanzierungskostenstruktur in einzelne Projektphasen gliedern und entsprechend finanzieren (siehe Abbildung 9). In der Phase der Entwicklung und Projektvorbereitung ist der **Kapitalbedarf** beispielsweise für Planung, Gutachten, Genehmigungen etc. noch vergleichsweise gering, allerdings das Risiko, dass das Projekt aufgrund unvorhergesehener Hürden nicht realisiert werden kann noch recht hoch. Da in dieser Phase auch keine planbaren Umsätze, die für einen Schuldendienst genutzt werden könnten, generiert werden, müssen Investitionen in der Entwicklungsphase über Risikokapital in Form von Eigenkapital finanziert werden. Bei Realisierung des Gesamtprojekts und einer risikoorientierten und phasengenauen Verzinsung des Kapitals lässt sich allerdings in dieser Phase die höchste Rendite erwirtschaften. Der Kapitalmarkt stellt für diese frühe Phase nur bedingt und in kleinen Volumina Risikokapital zur Verfügung.

In der Bauphase wird die Anlage errichtet. Das Risiko wird je nach Finanzierungsform vom Kapitalmarkt entsprechend bewertet. Dementsprechend kann auch die Finanzierung nach bekannten Maßstäben gestaltet werden. In dieser Phase besteht

der höchste Kapitalbedarf. Es erfolgt daher eine Aufstockung des Finanzierungsvolumens durch Fremdkapital (z. B. Kreditaufnahme über die eigene Bilanz oder über eine Projektfinanzierung) und weiteres Eigenkapital (z. B. Beteiligungskapital). Die notwendige Ausgestaltung des Fremd- und Eigenkapitals richtet sich an dem Projektrisiko aus. Auf Basis einer phasenorientierten Betrachtung wird dieses Kapital üblicherweise nicht mehr so hoch verzinst wie das Risikokapital der Entwicklungsphase.

Die Betriebsphase beginnt mit Inbetriebnahme der Anlage. Die Projektrisiken haben sich zu diesem Zeitpunkt auf die Instandhaltung und den Betrieb reduziert und sind daher für den Kapitalmarkt viel überschaubarer geworden. Dies führt zu sinkenden Renditeanforderungen der Kapitalgeber. Für die Finanzierung dieser Phase stehen daher eine Vielzahl von Finanzierungsmöglichkeiten zur Verfügung. Besonders für große Versicherungen und Pensionsfonds ist eine Investition in dieser Projektphase je nach Projekt durchaus attraktiv. Im Rahmen des Phasenmodells kann beispielsweise eine Rekapitalisierung des Projekts über Aufnahme von (weiterem) Beteiligungskapital erfolgen. Insbesondere regulierte Märkte bieten für institutionelle Investoren die passenden Voraussetzungen für deren Einbindung. Durch die Monetarisierung künftiger Erträge im Rahmen der Neubewertung des Projekts kann mit dem Verkauf von Projektanteilen nach der Bauphase nicht nur das eingesetzte Kapital der ursprünglichen Entwicklungskapitalgeber freigesetzt werden, sondern auch eine phasengerechte Renditeauszahlung ermöglicht werden. Eine Refinanzierung der Bauphasen-Fremdkapitalfinanzierung durch eine Anleihe ist je nach Projekt und Liquidität des Kapitalmarkts eine weitere Option, die sich insbesondere zum Zeitpunkt der anstehenden Fälligkeit der Erstfinanzierung anbietet. Sollte diese Option in Betracht gezogen werden, gilt es, die Erstfinanzierung entsprechend zu gestalten.

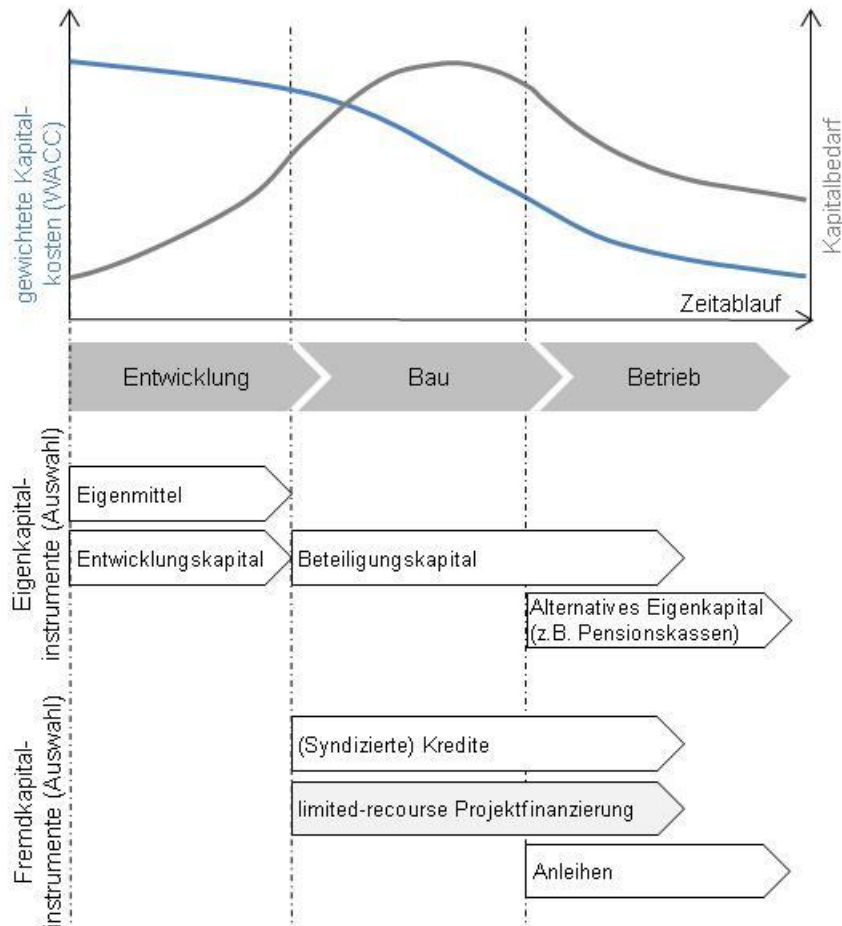


Abbildung 9: Finanzierungsinstrumente und Kapitalkosten im Projektverlauf (Quelle: EquityGate)

Aktuelles Fallbeispiel für die langfristige Einbindung von institutionellen Investoren ist der dänische Energiekonzern Dong Energy, der gerade den Windpark Anholt, den mit einer Nennleistung von 3,6 MW und 111 Anlagen größten Windpark Dänemarks, baut. Obwohl der Windpark erst Ende 2013 fertiggestellt wird, erwarben im März 2011 die beiden dänischen Pensionskassen Pension Danmark und Pensionskassernes Administration jeweils 30% bzw. 20% an dem Windpark, um mit der eingeplanten Rendite die Rentenbezüge von 800.000 Dänen mitzufinanzieren (Mergermarket, 28.03.2011). Das Transaktionsvolumen betrug rund Euro 800 Mio. Die beiden Pensionskassen rechnen mit einer jährlichen Rendite von 7-9% (ZEIT Online, 07.07.2011). Gegen das Fertigstellungsrisiko haben sich die Fonds abgesichert und Dong verpflichtet, den Windpark zu einem garantierten Datum und zu einem Fixpreis zu bauen. Die weiteren Risiken sind überschaubar, denn in den ersten zwölf Jahren kann der Windpark den erzeugten Strom zu einem von der Regierung festgelegten Garantiepreis verkaufen.

Das Beispiel verdeutlicht die unterschiedlichen Phasen eines Projekts, die wiederum unterschiedliche Finanzierungsmöglichkeiten bieten. Dabei ist es höflich, die Risiken auf möglichst viele Schultern zu verteilen und gleichzeitig mehrere geeignete Finanzierungsformen in Anspruch zu nehmen. Insbesondere die Möglichkeit der Einbindung von institutionellen Investoren wie Pensionskassen und Versicherungen

wird, wie auch in den angelsächsischen Märkten bereits geschehen, künftig eine größere Rolle für die Fremd- und Eigenkapitalversorgung bei der Finanzierung von Investitionen spielen.

## 5 Fazit

Die deutsche Energieversorgerbranche galt aufgrund der stabilen Angebots- und Nachfragestrukturen traditionell als Lehrbuchbeispiel funktionierender Marktmechanismen und wurde daher vom Banken- und Kapitalmarkt großzügig mit Liquidität zu günstigen Konditionen versorgt. Der aktuelle Paradigmenwechsel in der Energiebranche, gepaart mit einem seit der Finanzkrise stark gewandelten Finanzierungsumfeld, stellt allerdings viele Energieunternehmen vor erhebliche Herausforderungen: Der Investitionsbedarf für neue Anlagen und Energienetze ist gestiegen, das Spektrum an Kapitalgebern ist heterogener und die verfügbare Liquidität limitierter geworden.

Energieunternehmen bieten sich nach wie vor diverse Möglichkeiten, die notwendigen Investitionen zu finanzieren. Zu den wichtigsten Erfolgsfaktoren zählen die Transparenz über die Finanzierungsvorhaben und deren Wirtschaftlichkeit, eine maßgeschneiderte Strukturierung, gezielte Kommunikation und der Zugang zu relevanten Kapitalgebern, um die vorhandene Liquidität der Märkte optimal für die eigenen Vorhaben nutzen zu können. Eine produktunabhängige Beratung ist hierbei hilfreich, um die Komplexität von Investitionsvorhaben finanzierungsseitig zu reduzieren, verschiedene Kapitalformen und Anbieter in passende Strukturen einzubinden und mit Markt- und Finanzierungsproduktkenntnis Unternehmen als Partner in Finanzierungsprozessen zu begleiten.

## 6 Quellenverzeichnis

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken - 2013, abrufbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo\\_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf) (Download am 10.03.2013).

CapitalIQ, Open Grid Europe Eyes Bond Refi, Newsmeldung vom 08.03.2013, abrufbar für Abonnenten unter [www.capitaliq.com](http://www.capitaliq.com) (Download am 08.03.2013).

Europäisches Parlament, Testphase für neue Projektanleihen: Parlament stimmt EU-Garantien zu, Pressemeldung vom 05.07.2012, abrufbar unter <http://www.europarl.europa.eu/news/de/pressroom/content/20120705IPR48349/html/Testphase-f%C3%BCr-neue-Projektanleihen-Parlament-stimmt-EU-Garantien-zu> (Download am 02.04.2013).

Fabich, Michael, Schellenberg, Ervin und Wölfer, Katinka (2012), Integrated Capital Structure Management – Value Improvement by Overcoming the Silo Approach of Financial Institutions, in: Hommel, Ulrich, Fabich, Michael, Schellenberg, Ervin und Firnkorn, Lutz (Hrsg.), The Strategic CFO – Creating Value in a Dynamic Market Environment, Springer-Verlag: Heidelberg.



Industrieanzeiger (29.10.2012), Energiewende findet auf dem Land statt, abrufbar unter [http://www.industrieanzeiger.de/smart-energy/-/article/32571342/37636291/Energiewende-findet-auf-dem-Land-statt/art\\_co\\_INSTANCE\\_0000/maximized/](http://www.industrieanzeiger.de/smart-energy/-/article/32571342/37636291/Energiewende-findet-auf-dem-Land-statt/art_co_INSTANCE_0000/maximized/) (Download am 10.03.2013).

Mergermarket, Dong Energy, Dealnews vom 28.03.2011, abrufbar für Abonnenten unter [www.mergermarket.com](http://www.mergermarket.com) (Download am 20.03.2013).

Rügemer, Robert, Wölfer, Katinka (2013), Die strategische Strukturierung der Passivseite der Bilanz: Integriertes Kapitalstrukturmanagement statt produktgetriebener Finanzierung, in: Hasler, Peter Thilo, Launer, Markus und Wilhelm, Martin (Hrsg.), Handbuch Debt Relations, Springer-Verlag: Heidelberg (in Druck).

Schellenberg, Ervin (2010), Integrated Financing Strategies for Innovation-Based Growth, in: Gerybadze, Alexander, Hommel, Ulrich, Reiners, Hans W. und Thomaschewski, Dieter (Hrsg.), Innovation and International Corporate Growth, Springer-Verlag: Heidelberg.

TenneT, Bevölkerung kann sich an der Finanzierung von Stromtrassen beteiligen: TenneT startet Bürgerleitung als Pilotprojekt in Schleswig-Holstein, Pressemitteilung vom 30.01.2013, abrufbar unter <http://www.tennetso.de/site/news/2013/01jan/bevolkerung-kann-sich-an-der-finanzierung-von-stromtrassen-beteiligen.html> (Download am 02.04.2013).

Umweltbundesamt, Bruttostromerzeugung (letzte Aktualisierung: Februar 2013), abrufbar unter <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/document/downloadImage.do;jsessionid=C081A54CC9EC2AF3E34FACB4645C9BA2?ident=24834> (Download am 10.03.2013).

ZEIT Online (07.07.2011), Wenn Banken nicht wollen: Pensionsfonds entdecken Offshore, abrufbar unter <http://blog.zeit.de/gruenegeschaefte/2011/07/07/wenn-banken-nicht-wollen-pensionsfonds-entdecken-offshore/> (Download am 05.04.2013).