Bewertung von Infrastrukturinvestments – Vorgehensweise, Best Practice und mögliche Fallstricke

VON **DR. BERND KREUTER**

Real Assets und insbesondere Investments in Infrastruktur erfreuen sich einer steigenden Beliebtheit, wobei viele Investoren hier Neuland betreten. Die fehlende Vergleichbarkeit und Transparenz erschweren allerdings den Zugang zu dieser langfristigen Kapitalanlage und führen zu einer falschen Einschätzung von Risiken und Renditen. Dr. Bernd Kreuter von Palladio Partners beschreibt anhand von Projektbeispielen, wie eine Bewertung von Infrastruktur erfolgen kann, und gibt institutionellen Investoren einen konkreten Einblick in die Analytik dieser komplexen Anlage.

© Copyright 2016 Absolut Research GmbH. Alle Rechte vorbehalten. Die Vervielfältigung, Veränderung und/oder Verbreitung von Inhalten des Absolut Report ist nur mit vorheriger ausdrücklicher Genehmigung der Absolut Research GmbH gestattet.

1 Bedeutung und Schwierigkeiten der Bewertung von Infrastrukturinvestments

Infrastrukturinvestments gelten als attraktiv, sofern sie ähnliche Cashflow-Profile wie Anleihen oder Immobilien aufweisen, also insbesondere wenn sie gut prognostizierbare, stabile Ausschüttungen versprechen und außerdem transparent bewertet werden können. Jedoch stellt die Bewertung von Infrastrukturprojekten keine geringe Herausforderung dar, denn kaum eine Anlageklasse ist so heterogen wie Infrastruktur: Es gibt einerseits Projekte mit beschränkter Lebensdauer von beispielsweise 20 oder 30 Jahren, deren Lebenszyklus vollständig modelliert werden kann, und andererseits Projekte mit unbeschränkter Lebensdauer. Ferner können die Projektumsätze sehr unterschiedliche Qualitäten haben; sie können vertraglich fixiert oder von einem Regulator vorgegeben sein, von externen Inputfaktoren wie z. B. Windverhältnissen abhängen oder teilweise auch Marktmechanismen unterliegen. Eine adäquate Bewertung eines Infrastrukturprojektes muss all dies berücksichtigen.

Die Delegierte Verordnung 2016/467 der EU-Kommission greift dieses Problem auf und versucht anhand von Merkmalen zu erfassen, unter welchen Umständen Infrastrukturinvestments stabile, wenig volatile Bewertungen ausweisen. Artikel 164a der Delegierten Verordnung beschreibt anhand qualitativer Kriterien sogenannte Qualifizierte Infrastrukturinvestitionen, die aufgrund ihres Rendite-Risiko-Profils dann erleichterten Eigenkapitalanforderungen unter Solvency II unterliegen. Zurzeit gibt es einzelne Initiativen mit dem Ziel, die Performanceeigenschaften von Infrastrukturinvestitionen auch quantitativ/empirisch zu erfassen. Dabei sollen Benchmarks für verschiedene Infrastruktursektoren entwickelt werden. Erste Ergebnisse stammen beispielsweise vom EDHEC-Risk Institute, welches unter Mitarbeit der Long Term Infrastructure Investments Association (LTIIA) empirische Daten ausgewertet hat.[1]

Auch aus Investmentsicht ist es gerade im aktuellen Kapitalmarktumfeld wichtig, die Robustheit von Bewertungen bei jeder Investitionsentscheidung besonders gut zu analysieren, da die Investitionsrisiken angesichts der aktuell recht moderaten Renditen eher noch gestiegen sind. Attraktive Investments zeichnen sich dadurch aus, dass sie auch in ungünstigen Szenarien noch akzeptable Renditen erwirtschaften bzw. mögliche Verluste in diesen Fällen zumindest begrenzt werden können.

Schließlich können Bewertungszahlen in die Berechnung der Managervergütung von Infrastrukturfonds eingehen. Gerade langfristig konzipierte Fonds, deren Laufzeiten über die bei Private Equity üblichen 10 bis 12 Jahre hinausgehen, sehen in der Regel die Zahlung einer erfolgsabhängigen Vergütung vor, die auf Basis von Bewertungen einschließlich der noch unrealisierten Beteiligungen ermittelt wird.

2 Bewertungsstandards

Im internationalen Kontext haben sich die sogenannten IPEV Guidelines[2] als Bewertungsstandard für illiquide Anlageklassen durchgesetzt und sind auch für Infrastruktur anwendbar. Die jüngste Version dieser Guidelines wurde im Dezember 2015 verabschiedet. IPEV war ursprünglich eine Initiative der drei europäischen Verbände AFIC, BVCA und EVCA/Invest Europe, ist aber mittlerweile weltweit anerkannt, sowohl in Nordamerika durch NVCA und ILPA als auch von den regionalen sowie nationalen Verbänden Afrikas, Australiens, Asiens und Lateinamerikas. Die jeweiligen Verbände verzichten mittlerweile darauf, eigene Richtlinien aufzustellen. Die IPEV Guidelines sind außerdem IFRS- und US-GAAP-compliant. Dabei wird Fair Value als einzig mögliche Bewertungsbasis anerkannt, wobei die Ermittlung einer Bewertung selbst anhand verschiedener Methoden erfolgen kann. Dadurch ermöglichen die IPEV Guidelines die Bewertung praktisch aller illiquiden Investments.

Die deutsche Kapitalanlage-Rechnungslegungs- und -Bewertungsverordnung (KARBV) ist grundsätzlich mit den IPEV Guidelines kompatibel, jedoch methodisch deutlich weniger ausgereift: Während es für einige wenige Infrastruktursektoren wie erneuerbaren Energien äußerst detaillierte Vorschriften gibt (vgl. § 33 Abs. 5 KARBV), ist die Bewertung der meisten Infrastrukturinvestments anhand der sehr generischen Vorschrift von § 33 Abs. 1 KARV durchzuführen, nach der jeweils der Verkehrswert anzusetzen ist, der unter Berücksichtigung der aktuellen Marktgegebenheiten erzielt werden könnte.

Die IPEV Guidelines zählen die folgenden Bewertungsmethoden[3] auf:

1 Marktbewertung
  a Kaufpreis (bei kürzlich erworbenen Investments)
  b Multiples (z. B. auf das Ergebnis oder den Umsatz)
  c Branchen-Benchmarks
  d Verfügbare Marktpreise

2 Ertragswertverfahren: Discounted Cash Flows

3 Wiederanschaffungskosten

Die für Infrastruktur relevantesten Bewertungsverfahren sind 1b (basierend auf EBITDA-Multiples), 1c (basierend auf Branchen-Benchmarks) und 2 (Discounted Cash Flows). Dabei kommen die ersten beiden Bewertungsverfahren nur für Eigenkapitalinvestitionen infrage, während die Discounted-Cash-Flow-Methode auch bei Fremdkapital angewandt werden kann. In den folgenden Abschnitten werden die Vor- und Nachteile dieser drei Verfahren anhand von Fallbeispielen diskutiert.

Die anderen drei Bewertungsmethoden sind weniger relevant: Die Bewertung auf Basis des Kaufpreises (1a) kommt nur bei jungen, d. h. kürzlich erworbenen Investments infrage; die Bewertung auf Basis verfügbarer Marktpreise (1d) kann nur bei notierten Investments zur Anwendung kommen, und die Bewertung auf Basis von Wiederanschaffungskosten (3) wird in der Regel nicht den Fair Value erfassen.

Neue Perspektiven für institutionelle Investoren

Einzigartige Qualität der Inhalte, Unabhängigkeit, Praxisrelevanz und innovative Lösungen.
Seit mehr als 15 Jahren bieten wir institutionellen Investoren professionelles Know-how zur optimalen Ausrichtung ihres Portfolios.

absolut-research.de

Absolut research
Neue Perspektiven für institutionelle Investoren

3 Beispielhafte Anwendungen der Bewertungsmethoden

a Bewertung anhand von EBITDA-Multiples

Bei dieser Methode wird der Wert des Eigenkapitals anhand eines Faktors (engl. „multiple") auf das EBITDA (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen) ermittelt, wobei die Nettoverschuldung zum Abzug gebracht wird. Die Berechnung erfolgt i. d. R. auf Basis des zuletzt verfügbaren EBITDAs; es handelt sich also um einen Bewertungsmaßstab, der auf der Vergangenheit beruht. Alternativ oder zusätzlich können auch Bewertungen anhand von Plan- oder erwarteten EBITDA-Zahlen berechnet werden, die dann jüngere Entwicklungen oder Prognosen über die nahe Zukunft beinhalten.

Diese Bewertungsmethode ist grundsätzlich für jedes Unternehmen bzw. Projekt anwendbar. Die Basisgröße EBITDA hat den Vorteil, dass sie gut anhand der Gewinn- und Verlustrechnung nachvollziehbar ist und zudem i. d. R. mit dem operativen Cashflow übereinstimmt, also mit der sicherlich wichtigsten Kennziffer eines Projektes.

Bei Projekten in der Konstruktionsphase ist diese Bewertungsmethode jedoch nicht sinnvoll, weil es in diesen Fällen – ähnlich wie normalerweise bei Venture Capital – kein positives EBITDA gibt. Die Kennzahl ist auch nur bedingt aussagekräftig für Projekte, bei denen hohe laufende Instandhaltungsinvestitionen anfallen, da diese den Cashflow stark negativ beeinflussen können.

Weiterhin werden Optionalitäten wie z. B. Ausbaumöglichkeiten durch EBITDA-Multiples nicht erfasst; Projekte mit solchen Optionen werden in der Regel mit höheren EBITDA-Multiples bewertet und sehen demnach optisch „teuer" aus. Erst eine Detailanalyse der Optionen, die ein Projekt beinhaltet, kann hier Aufschluss geben.

EBITDA-Multiples werden vorwiegend bei Infrastrukturprojekten angewandt, die höheren Marktrisiken ausgesetzt sind und deren Cashflows weniger gut planbar sind, wie z. B. bei Häfen und Flughäfen. Hierbei handelt es sich um Investments, die Charakteristika von Private Equity bzw. Buyouts haben, bei denen ja auch in erster Linie EBITDA-Multiples als Bewertungsmethode angewandt werden.

b Bewertung anhand von Industrie-Benchmarks am Beispiel regulierter Infrastruktur

Als Beispiel für Industrie-Benchmarks nennen die IPEV Guidelines im Fall von Pflegeheimbetreibern die Größe „Preis pro Bett". Vergleichbare Benchmarks gibt es auch für unterschiedliche Infrastruktursubsektoren. Am bekanntesten ist der sogenannte „Preis pro RAB"[4] bei regulierter Infrastruktur. Diese spezielle Industrie-Benchmark soll in der Folge hergeleitet und erläutert werden: Regulierte Infrastruktur umfasst vor allem die leitungsgebundene Infrastruktur, d. h. Strom-, Gas- und z. T. auch Wassernetze. Die Preisfindung für die Zurverfügungstellung von leitungsgebundener Infrastruktur kann aufgrund der Monopolsituation nicht durch einen Marktmechanismus erfolgen. Die Preise für regulierte Infrastruktur werden auch nicht vertraglich oder gesetzlich festgesetzt, sondern anhand eines Verfahrens durch eine Regulierungsbehörde ermittelt, was in Deutschland beispielsweise in den Händen der Bundesnetzagentur liegt. Regulierte Infrastruktur hat normalerweise eine sehr lange Lebensdauer und erfordert neben den einmaligen Investitionen auch laufende Instandhaltungs- sowie Erweiterungsinvestitionen. Die Regulierung soll diesen Rahmenbedingungen Rechnung tragen. Sie muss ferner einen Ausgleich schaffen zwischen den Verbraucherinteressen hinsichtlich einer langfristig funktionsfähigen sowie möglichst kostengünstigen Infrastruktur einerseits und den Anbieterinteressen in Bezug auf verlässliche Rahmbedingungen für Investitionen sowie den laufenden Betrieb andererseits.

Neben der Ausbalancierung der verschiedenen Interessen mithilfe geeigneter Anreizmechanismen muss eine Regulierung auch dem jeweils aktuellen Kapitalmarktumfeld Rechnung tragen, d. h. insbesondere den Marktinformationen zu Kapitalkosten, denn aufgrund der langfristigen, theoretisch sogar unbegrenzten Nutzungsdauern scheiden feste Vergütungssätze von vorneherein aus.

Die zentrale Steuerungsgröße für die Vergütung ist die sogenannte Regulated Asset Base (RAB) als der vom Regulator zugelassene, vergütungsfähige Wert. Die RAB ist ein Maß für die Investitionskosten und umfasst sowohl die Erstinvestition als auch laufende Erweiterungs- und Instandhaltungsinvestitionen. Die RAB wird jährlich abgeschrieben.

Die Vergütung für Investoren wird nun wie folgt ermittelt:

Vergütung = RAB x Kapitalverzinsung
zzgl. einer Erstattung der operativen Kosten

Die Kapitalverzinsung ist dabei eine vom Regulator vorgegebene zulässige Gesamtkapitalrendite auf Basis einer hypothetischen Kapitalstruktur mit 60 % Fremdkapital und 40 % Eigenkapital, wobei die Fremd- und Eigenkapitalkosten basierend auf Kapitalmarktdaten der Vorjahre ermittelt werden. Ferner gibt es noch eine Inflationskomponente, die entweder in der RAB oder der Kapitalverzinsung abgebildet wird.

Wenn die operativen Risiken gut kontrolliert werden und es keine regulatorischen Verwerfungen gibt, vermittelt ein Investment in regulierte Infrastruktur demnach einen sehr langfristigen Zahlungsstrom, dessen Verzinsung das aktuelle Kapitalmarktumfeld widerspiegelt. Ein Investment mit solchen Eigenschaften ist für Investoren recht attraktiv, weshalb die Bewertung von regulierter Infrastruktur zumeist eine Prämie auf die RAB beinhaltet.

In der Folge werden nun drei vergleichbare Investitionsobjekte mit etwas unterschiedlichen Rahmendaten gegen-

1 Fallstudie drei Gasnetze: Annahmen

Investitionsobjekt	Alter	Investitionsbedarf	Kapitalverzinsung	Preis
Standard-Netz	15 J.	Nur Instandhaltung	4 % (langfr.)	1,1x RAB
Günstiges Netz	15 J.	Nur Instandhaltung	4 % für 5 J., anschl. 3,5 %	1,0x RAB
Teures altes Netz	27 J.	Zusätzl 50 % der ursprl. RAB über nächste 5 J.	4 % (langfr.)	1,2x RAB

Quelle: eigene Darstellung

Nachhaltige Perspektiven für institutionelle Investoren

Ausgabe 2 erscheint im Oktober 2016

neu!

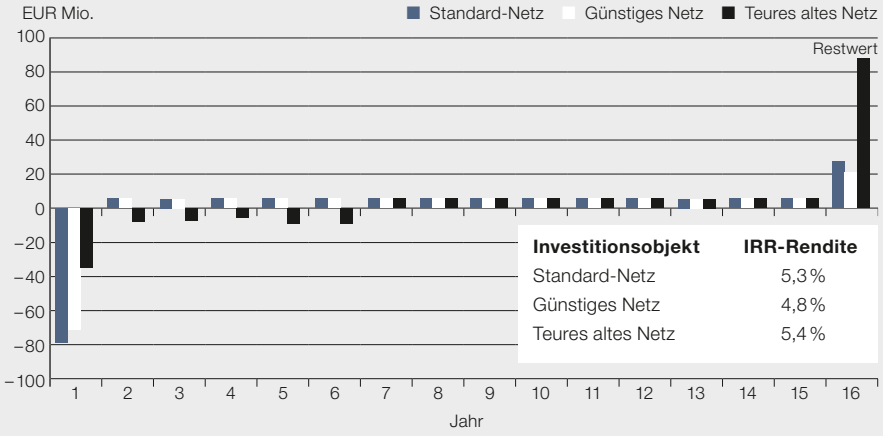
Absolut|impact ist das Fachmagazin zu den Themen ESG/Nachhaltigkeit, Zukunft und Langfristigkeit in der institutionellen Kapitalanlage. Know-how für alle, die mit bewussten Anlageentscheidungen Wirkung erzielen können und wollen.

Kostenfreies Leseexemplar anfordern:
info@absolut-research.de

www.absolut-research.de

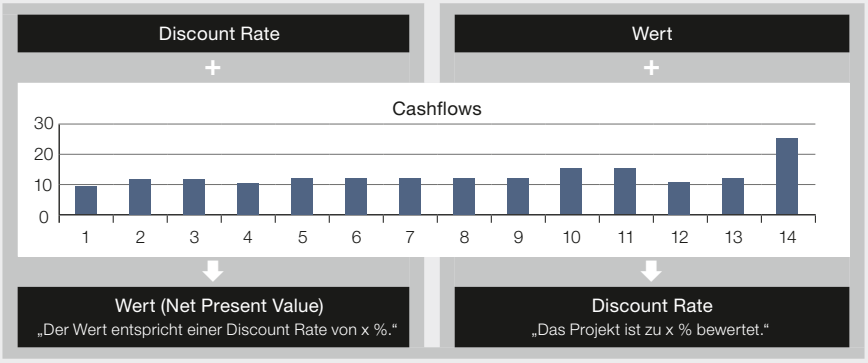
Absolut research
Neue Perspektiven für institutionelle Investoren

2 Fallstudie drei Gasnetze: Cashflows und Renditen



Quelle: eigene Berechnungen

3 Zusammenhang zwischen Discount Rate und Wert



Quelle: eigene Darstellung

übergestellt. Es handelt sich um drei regulierte Gasnetze, die der RAB-Regulierung mit einer (Gesamt-)Kapitalverzinsung von 4 % und einer Abschreibung von 30 Jahren unterliegen. Der Einfachheit halber wird hierbei nicht zwischen Eigen-und Fremdkapital differenziert. Ferner wird die RAB mit 1,6 % p. a. indexiert. Weitere Details der drei Investitionsobjekte finden sich in Abbildung 1.

Abbildung 2 stellt die Cashflows der drei Netze dar, wobei der positive Cashflow im Jahr 2016 den abdiskontierten Wert der Cashflows der weiteren Jahre beinhaltet. Die Cashflows entsprechen den in der Tabelle aufgeführten (Gesamtkapital-)IRR-Renditen.

Insgesamt liegen die IRR-Renditen bei den drei Netzen über der Kapitalverzinsung von 4 %, was an der angenommenen Inflationsindexierung liegt.

Interessanterweise hat das „teure alte Netz" die höchste IRR; dies liegt zum einen daran, dass zwar mit 1,2x RAB ein vergleichsweise hoher Preis gezahlt wird, aber die RAB überwiegend abgeschrieben ist, sodass der absolute Preis deutlich niedriger ist als bei den anderen beiden Netzen;[5] zum anderen erhöhen die Neuinvestitionen die RAB und damit die Vergütungsbasis. Da die Neuinvestitionen ja direkt in die RAB eingehen und keine Prämie beinhalten, bedeutet dies eine Art Cost-Averaging der Anschaffungskosten des Netzes.

Das „günstige Netz" hat die niedrigste IRR; die geringere Kapitalverzinsung von 3,5 % wird zwar größtenteils durch einen günstigen Kaufpreis kompensiert, jedoch kommt die geringere Kapitalverzinsung auch bei den zukünftigen Instandhaltungsinvestitionen zum Tragen und mindert daher die langfristigen Cashflows, sodass die Rendite deutlich unter der Rendite des „Standard-Netzes" liegt.

An dem Fallbeispiel wird deutlich, dass die Bewertung anhand eines (vergangenheitsbasierten) RAB-Multiples einige relevante Aspekte wie Ausbauoptionen und zukünftige Änderungen der Vergütungsstruktur nicht erfassen kann.

c Bewertung anhand von Discounted Cash Flows

Die Anwendung der Discounted-Cash-Flow(DCF)-Bewertungsmethode setzt voraus, dass die zukünftigen Cashflows gut vorhersehbar sind. Dies ist bei Infrastrukturprojekten regelmäßiger der Fall als bei Eigenkapitalinvestments anderer Anlageklassen, denn in vielen Infrastruktursektoren können sowohl die Umsätze als auch die Kosten recht gut modelliert werden, wenngleich eine solche Modellierung eine erhebliche Komplexität erreichen kann.

Die Wertermittlung anhand von DCF erfordert ferner die Annahme einer adäquaten Discount Rate. Diese wird in der Regel anhand des CAPM-Modells wie folgt berechnet:

Discount Rate = Risikoloser Zins + Beta* Risikoprämie

Die Risikoprämie umfasst unter anderem:

- Baurisiken
- Umsatzrisiken
- (Re-)Finanzierungsrisiken
- Operative Risiken
- Kündigungs- bzw. Abwicklungsrisiken

Das Beta wird in der Regel auf Basis von börsennotierten Titeln ermittelt und wird zusätzlich um die dem Einzelprojekt zugrunde liegende Fremdkapitalquote adjustiert. Bei gegebenen Cashflows gibt es einen direkten Zusammenhang zwischen der Discount Rate und dem Wert, ähnlich wie bei Anleihen (vgl. Abbildung 3).

Projekte mit stark variierenden Cashflows können nur mit der DCF-Methode adäquat bewertet werden, was besonders für Projekte in der Konstruktionsphase zutrifft. Somit ermöglicht

die DCF-Methode überhaupt erst die Bewertung von Konstruktionsrisiken und den damit verbundenen Lebenszykluseffekten, was in der Folge näher ausgeführt wird.

Die Discount Rates von Projekten in der Konstruktionsphase („Greenfield") sind in der Regel etwa 2 – 4 % höher als die Discount Rates von bereits operativen Projekten („Brownfield"). Je nach Verteilung der Cashflows hat eine Reduktion der Discount Rate um 1 % eine Wertsteigerung von ca. 10 – 15 % zur Folge.[6]

Wenn also die Discount Rate in jedem Jahr der Konstruktionsphase um beispielsweise 1 % gesenkt wird, bedeutet dies eine Überrendite von Greenfield-Projekten gegenüber Brownfield-Projekten von 10 – 15 %!

Dieser hohen Prämie stehen allerdings deutlich höhere Kosten gegenüber, denn die Entwicklungskosten sowie die Kosten für die Überwachung der Konstruktionsmaßnahmen fallen ja zusätzlich an. Ferner ist die Kapitalbindung bei Greenfield-Projekten geringer, da das Kapital in der Regel erst mit Baufortschritt eingezahlt wird. Schließlich sind die Gegenparteien- und Ausfallrisiken in der Konstruktionsphase deutlich höher als in der operativen Phase eines Projekts.

Diese Effekte können quantifiziert werden, was in der Folge anhand eines Beispiels illustriert werden soll. Bei dem Beispiel handelt es sich um eine Autobahn, deren Konstruktion über ein sogenanntes Public-Private-Partnership(PPP)-Modell finanziert wird, bei dem der Staat einem Konsortium aus Investoren und Industriepartnern (in der Regel Baukonzerne) im Gegenzug für die Erbauung und Instandhaltung der Autobahn während des operativen Betriebs einen definierten Cashflow zahlt, sofern die Autobahn verfügbar ist. Der Einfachheit halber wird davon ausgegangen, dass die Industriepartner nach der Konstruktionsphase die mit der Verfügbarkeit zusammenhängenden Risiken tragen. Die weiteren Rahmendaten sind:

- 100 Mio. Euro Erstellungskosten, davon 90 % Fremdfinanzierung
- Bauphase: 3 Jahre
- Operative Phase: 30 Jahre

Die in Abbildung 4 aufgeführten Investitionsmöglichkeiten unterscheiden sich anhand des Investitionszeitpunktes, der Bewertung und der Höhe der eingegangen Risiken, welche quantifiziert werden in Prozent des ursprünglichen Projektvolumens. Der Einfachheit halber wird angenommen, dass die Risiken aus zusätzlich einzuzahlendem Eigenkapital zu tragen sind.

Die Konstruktionsrisiken solcher Projekte werden in der Regel zwar größtenteils von dem jeweiligen Generalunternehmer getragen, der für den Bau verantwortlich ist, jedoch verbleiben Restrisiken auch bei den Eigenkapitalgeben, die z. B. aus Gegenparteirisiken (Ausfall des Generalunternehmers), zeitlichen Verzögerungen sowie Kosten- bzw. Entwicklungsrisiken resultieren können. In der Frühphase sind diese Risiken deutlich höher als in der operativen Phase.

Auf den ersten Blick sehen die um 1 % bzw. 2 % höheren Discount Rates der Fälle 1 und 2 in Abbildung 4 angesichts der moderaten Risiken attraktiv aus, was sich jedoch aufgrund des hohen Fremdkapitalanteils relativiert. Um dies bewerten zu können, wird in Abbildung 5 zunächst der Kaufpreis ermittelt, welcher der jeweiligen Discount Rate entspricht (jeweils diskontiert auf das 3. Jahr). Bei einer Fremdfinanzierungsquote von 90 % bedeutet ein Kostenrisiko von 1 %, dass 10 % mehr Eigenkapital eingezahlt werden muss. Daher erhöht sich der Kaufpreis im ersten Szenario beispielsweise von 10 Mio. auf 13 Mio. Euro. Insgesamt ist die zweite Fallkonstellation am attraktivsten, weil diese die geringsten Gesamtinvestitionen (Kaufpreis inkl. Kostenrisiko) erfordert und daher mit 8,2 % die höchste risikoadjustierte IRR-Rendite ausweist.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Übernahme von Greenfield-Risiken attraktiv sein kann, jedoch eine genaue Analyse solcher Risiken erfordert.

4 | Fallstudie PPP-Projekt: Annahmen

Projektstatus	Von Investoren zu tragendes (Kosten-)Risiko	Projektbewertung (Discount Rate vor Risiko)
1 Start Konstruktionsphase	3 %	10 %
2 In Konstruktionsphase	1 %	9 %
3 Operativ	0 %	8 %

Quelle: eigene Darstellung

5 | Fallstudie PPP-Projekt: Ergebnisse

Projektstatus	(Kosten-) Risiko	Discount Rate vor Risiko	Kaufpreis in EUR	Kaufpreis in EUR inkl. (Kosten-) Risiko	Risiko-adjust. IRR
1 Start Konstruktionsphase	3 %	10 %	10,0 Mio.	13,0 Mio.	7,7 %
2 In Konstruktionsphase	**1 %**	**9 %**	**11,2 Mio.**	**12,2 Mio.**	**8,2 %**
3 Operativ	0 %	8 %	12,5 Mio.	12,5 Mio.	8,0 %

Quelle: eigene Berechnungen

4 Szenarioanalysen am Beispiel eines deutschen Windprojektes

Ziel eines jeden Bewertungsverfahrens ist zwar die Ermittlung eines Wertes für ein Projekt, jedoch hängt dieser Wert in der Regel von einer ganzen Reihe von Annahmen ab, die unter Risikomanagementgesichtspunkten hinterfragt werden sollten. Dazu werden in der Regel Szenarioanalysen verwendet. Im ersten Schritt erfordert dies die Definition von adäquaten Parametern, die in den verschiedenen Szenarien dann variiert werden. Anhand eines deutschen Windprojektes soll dies nun beispielhaft illustriert werden. Die Vergütung für Strom, der von deutschen Windparks produziert wird, ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt, welches zurzeit einen fixen Vergütungssatz je produzierter kWh vorsieht, der für 20 Jahre gewährt wird. Ab 2017 sollen die Vergütungssätze über ein Ausschreibungsmodell ermittelt werden, wobei sich an der Dauer der garantierten fixen Vergütung von 20 Jahren nichts ändert.

Die Hauptrisiken betreffen die mögliche Vergütung, die nach Ablauf der 20 Jahre gezahlt wird („Strompreisrisiko"), sowie die Höhe der Windproduktion („Windrisiko").

Als Lebensdauer von Windparks werden normalerweise 25 Jahre angenommen. Eine Einschätzung des Strompreisrisikos erfordert demnach eine Prognose über die Strompreise, die an den Strommärkten in den Jahren 2021 bis 2025 nach Inbetriebnahme des betreffenden Windparks erzielt werden können. Es gibt verschiedene Beratungshäuser, die unterschiedliche Szenarien für solche Prognosen erstellen. In der Folge legen wir zwei Szenarien zugrunde: ein Szenario „Strompreisinflation: hoch" (welches in etwa dem Konsens der Beratungshäuser im erwarteten Fall mit einer Strompreisinflation von ca. 5 % p. a. über die nächsten 20 Jahre entspricht) sowie ein Szenario „Strompreisinflation: niedrig" (welches in etwa dem Konsens der Beratungshäuser in einem konservativen Fall entspricht, bei dem die Strompreisinflation über die nächsten 20 Jahre ca. 2,5 % p. a. beträgt). Im Worst Case könnte es sein, dass der Betrieb eines Windparks nach dem Auslaufen der garantierten Vergütung ab Jahr 2021 nicht mehr wirtschaftlich ist, weil die laufenden Kosten höher sind als die dann erzielbaren Stromerlöse.

Was das Windrisiko angeht, so wird dieses normalerweise anhand von Windgutachten abgeschätzt, die wiederum erwartete Windverteilungen berechnen. Die Gutachten weisen mehrere Werte aus; die relevantesten Werte sind der p50-Wert, welcher dem Median der angenommenen Windverteilung entspricht, sowie der p75-Wert, welcher den Wert angibt, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % erzielt wird. Die gutachterlichen p75-Werte von Windparks liegen in der Regel ca. 10 % unter den p50-Werten.

In der Folge wird dargestellt, wie sich die Rendite eines Windparks in den verschiedenen Szenarien verändert. Die Sensitivitäten hängen stark vom Fremdfinanzierungsgrad ab. In unserem Beispiel wird ein Windpark mit einem Fremdkapitalanteil von 57 % unterstellt; falls die Finanzierung nur durch Eigenkapital erfolgen würde, würden die Renditeunterschiede deutlich geringer ausfallen.

Die Ergebnisse der Szenarioanalyse finden sich in Abbildung 6. Bei Szenario 1 werden die erwarteten Werte zugrunde gelegt, die von Gutachtern zur Verfügung gestellt wurden. Die resultierende Rendite in Höhe von 6 % ist im aktuellen Marktumfeld durchaus attraktiv. Einige Investoren legen für ihr Basisszenario jedoch Abschläge zu diesen Werten zugrunde, was zu deutlich geringeren erwarteten Renditen führt. Szenario 5 unterstellt ein konservatives Szenario einer Windproduktion von p75 und einer Strompreisinflation, die so niedrig ist, dass sich der Weiterbetrieb nach 20 Jahren nicht mehr lohnt. Dies führt zu einer Rendite von nur noch 2,2 %.

6 | Fallstudie Szenarioanalyse Wind

Szenario	1	2	3	4	5
Wind	P50	P50	P75	P75	P75
Strompreisinflation	Hoch	Niedrig	Hoch	Niedrig	Worst Case
IRR-Rendite	6,0 %	5,0 %	4,3 %	3,1 %	2,2 %

Quelle: eigene Berechnungen

Fazit

Die Bewertung von Infrastrukturprojekten erfordert eine genaue Analyse der Ausgangssituation. Die Verwendung von EBITDA-Multiples sowie von Industrie-Benchmarks wie der Regulated Asset Base basiert auf statischen und vergangenheitsbasierten Kennzahlen, die sich ändernde Rahmenbedingungen nicht adäquat erfassen können. Anhand der DCF-Methode können auch zukünftige Entwicklungen modelliert werden, jedoch hängen die Bewertungsergebnisse selbst bei einfachen Projekten wie einem deutschen Windpark stark von den zugrunde liegenden Annahmen ab.

Dr. Bernd Kreuter
Managing Partner
Palladio Partners
Frankfurt am Main

Fußnoten

1) Vgl. Blanc-Brude, Frédéric, Benchmarking Long-Term Investment in Infrastructure Objectives, roadmap and recent progress, EDHEC Risk Institute – Asia, Juni 2014.
2) International Private Equity and Venture Capital Valuation Guidelines vgl. http://www.privateequityvaluation.com
3) Auf Englisch „valuation techniques".
4) RAB = Regulated Asset Base; vgl. die nachstehenden Erläuterungen.
5) Vgl. auch Abbildung 2.
6) In diesem Zusammenhang kann sogar von einer Art Duration der Cashflows gesprochen werden.

Absolut|report

Neue Perspektiven für institutionelle Investoren

Inhalt 03 2016

kommentare

Liability-Driven Investments im Negativzinsumfeld
OLAF JOHN, Head of Distribution, Europe, Insight Investment

Werden Alternative Investments alternativlos?
VOLKER GILLHAUS, Geschäftsführer Markt, Bundesverband Alternative Investments e.V.,

artikel

Overlay Management – Lösungsansatz im Niedrigzinsumfeld
DR. JOHANNES KRICK und DR. ANDREAS NEUMANN, Commerzbank AG

Solvency II: Optimierung von Bilanzrisiken bei VAG-Investoren
LUTZ MORJAN, NN Investment Partners

Bewertung von Infrastrukturinvestments – Vorgehensweise, Best Practice und mögliche Fallstricke
DR. BERND KREUTER, Palladio Partners

Secured High Yield als festverzinsliche Alternative im institutionellen Portfolio
HOLGER KROHN, Swisscanto Asset Management

Dynamische Wertsicherungskonzepte – Erfolgspotenzial und Ausgestaltung
THOMAS BOSSERT und MICHAEL STRUCKMANN, Union Investment

Der Einfluss historisch niedriger Zinsen auf die Asset-Allokation deutscher Stiftungen
MATTHIAS KUNZE, Assenagon,
MAXIMILIAN OVERKOTT, FABIAN HÖHNE und TILMAN HARMELING, TU München

Immobilienfonds – neue Entwicklungen in Deutschland und Luxemburg
HELGE DAMMANN, PricewaterhouseCoopers AG

kompakt Marktbericht Nachhaltige Geldanlagen 2016
VOLKER WEBER, FNG e.V.

analyse Risk Parity

drei fragen an Prof. Dr. Michael Göring
Vorstandsvorsitzender des Bundesverbandes Deutscher Stiftungen, Berlin

☐ Ja, ich bin institutioneller Investor* und möchte den Absolut|report **03** 2016 als kostenloses Leseexemplar anfordern.

☐ Kein Investor? Gerne senden wir Ihnen Informationen zu unserem Absolut|report Jahresabonnement zu.

Bitte senden oder faxen an:
info@absolut-report.de, 0049 (0)40 303779-15

Absolut Research GmbH
Große Elbstraße 277a, 22767 Hamburg

* Als institutionelle Investoren qualifizieren sich nur Unternehmen, die ausschließlich für eigene Zwecke investieren und die keine Produkte im institutionellen Asset Management anbieten.

Pflichtangaben:

Vorname/Nachname

Bereich/Funktion

Unternehmen

Straße/Nr.

PLZ/Ort

Tel./Fax

E-Mail

WEB_AA