

Zur Ertragsbewertung von Energienetzen: Was ist der objektivierte Erwerber?

Peer Welling und Matthias Koch

Im Zuge von Strom- und Gaskonzessionsvergabeverfahren kommt es teilweise zu einem Wechsel des Konzessionsnehmers. Der Neukonzessionär erhält die Erlaubnis zur Wegenutzung (Konzession) und damit zum Bau und Betrieb des Netzes. Netzeigentümer ist jedoch vorerst weiterhin der Altkonzessionär. Somit steht nach der Vergabe der Konzession folgerichtig die Übernahme des Versorgungsnetzes durch den neuen Konzessionär an. Der Netzübergang geht dabei immer einher mit der Frage nach dem Kaufpreis des Netzes. Dies ist Anlass zahlreicher Bewertungen für Strom- und Gasnetze. Dabei lässt die gesetzliche Formulierung der „angemessenen Vergütung“ des § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG bei der Übereignung erhebliche Spielräume zu.

In vielen Altkonzessionsverträgen ist der Sachzeitwert als Kaufpreis bei einem Netzübergang im Zuge des Auslaufens der jeweiligen Konzession fixiert. Jedoch manifestiert sich ökonomisch [1] und aus der Rechtsprechung [2] der letzten Jahre zunehmend die Erkenntnis, dass der Ertragswert als „Barwert der mit dem Eigentum verbundenen Nettozuflüsse an die Unternehmenseigner“ [3] als wirtschaftlich angemessene Vergütung anzusehen ist. Doch selbst für den Fall, dass sich die Parteien auf eine ertragsbasierte Kaufpreisermittlung einigen können, führen in der Praxis oft unterschiedliche Ansätze zu signifikant abweichenden Ertragswerten. Zur Ermittlung des Ertragswertes von Strom- und Gasnetzen wird üblicherweise auf die vom Institut deutscher Wirtschaftsprüfer im „IDW Standard: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen (IDW S1 i. d. F. 2008)“ festgesetzten Grundsätze zur Bewertung von Unternehmen abgestellt. Als klar abgrenzbare wirtschaftliche Einheit entsprechen Strom- und Gasnetze einer wirtschaftlichen Unternehmenseinheit im Sinne des IDW S1, 4.2, weshalb sich IDW S1 in seiner Gesamtheit auch hier anwenden lässt.

Der objektivierte Unternehmenswert im Sinne des IDW S1 ergibt sich aus „den finanziellen Überschüssen, die bei Fortführung des Unternehmens (...) erwirtschaftet werden“ [4]. Zukünftige Überschüsse werden unter Ansatz eines geeigneten Kapitalisierungszinses diskontiert und addiert. Der so ermittelte Wert entspricht somit dem Zukunftserfolgswert des Strom- oder Gasnetzes. Dabei gibt das Kaufing-Urteil vor, diesen Wert „nach objektiven, für alle denkbaren Erwerber geltenden Kriterien zu ermitteln“ [5], was sich auch als Konsens in der Praxis durchsetzt [6]. Doch auch nach einer Einigung von Alt- und Neukonzessionär auf den Ertragswert im Sinne des IDW S1 als Kaufpreis herrscht oftmals Uneinigkeit im Bezug auf einzelne Ansätze. Wesentliche Unterschiede in den Bewertungen basieren letztlich auf unterschiedlichen Standpunkten zur Interpretationen des „objektivierte Erwerbers“.

Im Folgenden wird zuerst in aller Kürze das grundlegende Vorgehen bei der Unternehmensbewertung dargestellt. Anschließend sollen einzelne Aspekte aus der Bewertungspraxis aufgegriffen und diskutiert werden. Das abschließende Fazit fasst die Erkenntnisse für die praktische Anwendung im Rahmen von Netztransaktionen zusammen.



Bei der Bewertung von Energieversorgungsnetzen können je nach dem, welcher Analyseweg eingeschlagen wird, erhebliche Abweichungen des Ertragswertes festgestellt werden

Foto: freshidea | Fotolia.com

Grundlegendes Vorgehen bei der Bewertung nach IDW S1

Eine Bewertung nach IDW S1 wird üblicherweise in zwei unterschiedlichen Schritten vorgenommen. Im ersten Schritt erfolgt die Planung der zukünftigen Zahlungsflüsse, welche im zweiten Schritt auf den Bewertungsstichtag diskontiert werden. Abb. 1 zeigt schematisch den Aufbau einer Ertragsbewertung.

Voraussetzung für eine Ertragsbewertung ist eine aufeinander abgestimmte integrierte Planungsrechnung mit Plan-Gewinn- und Verlustrechnung, Plan-Bilanz und Plan-Kapitalflussrechnung [7], um die Zahlungsflüsse eines Detailplanungszeitraumes (Phase 1) prognostizieren zu können. An den Detailplanungszeitraum schließt sich Phase 2 an, die Planung der nachhaltigen Zahlungsflüsse. Das Konzept geht von einer unendlich langen Fortschreibung des betrachteten nachhaltigen Jahres aus. Dabei muss beurteilt werden, ob sich das betrachtete Unternehmen nachhaltig in einem Gleichgewichtszustand befindet oder ob das Ergebnis basierend auf Trendentwick-

lungen über Wachstumsfaktoren eskaliert wird [8]. Die in der Unternehmensplanung ermittelten Zahlungsflüsse werden anschließend mit einem geeigneten Kapitalisierungszinssatz auf den Bewertungsstichtag diskontiert. Es wird somit der heutige Wert (Barwert) der zukünftigen Zahlungen ermittelt.

Für die Bewertung der prognostizierten Zahlungsströme unterscheidet IDW S1 im Wesentlichen zwei Verfahren, das Ertragswertverfahren und das Discounted Cash Flow-Verfahren (DCF) [9]. Die Ertragswert-Methode berücksichtigt bei den Zahlungsflüssen die zukünftig den Anteilseignern zufließenden finanziellen Überschüsse [10]. Der zur Kapitalisierung der Ausschüttungen verwendete Diskontierungszins repräsentiert die Rendite aus einer adäquaten Alternativenanlage. Er wird üblicherweise mithilfe des Capital-Asset-Pricing-Modell (CAPM) ermittelt [11]. Die verschiedenen DCF-Verfahren ermitteln den Wert des jeweiligen Netzes durch Abzinsung von Cashflows [12]. Übliche DCF-Verfahren sind der WACC-Ansatz (Weighted Average Cost of Capital), der TCF-Ansatz (Total Cash Flow) und der FTE-Ansatz (Flow To Equity). Unter Berücksichtigung identischer Prämissen führen alle erwähnten Ansätze zu gleichen Unternehmenswerten.

Prämissen bei der Bewertung von Energienetzen

Bei der Bewertung von Energienetzen sind sowohl die regulatorischen Vorgaben insbesondere aus der StromNEV bzw. GasNEV (Netzentgeltverordnungen) und der ARegV (Anreizregulierungsverordnung) als auch die Interpretation des Kaufering-Urteils von entscheidender Bedeutung. So wie IDW S1 verschiedene Bewertungsperspektiven des Gutachters und unterschiedliche Blickwinkel unterscheidet [13], weichen auch in der Bewertungspraxis die subjektiven Sichtweisen von Käufer und Verkäufer des jeweiligen Netzes regelmäßig voneinander ab. Wesentliche Fragestellungen werden im Folgenden kurz beleuchtet.

Fotojahroptimierung

Der grundlegende Einfluss der Anreizregulierungsverordnung wurde bereits an vorheriger Stelle betont. Bei geschicktem Ausnutzen von zeitlichen Effekten in der Kostenprüfung ist es möglich, durch zeitliche Bündelung operativ aufwendiger Maßnahmen in den Fotojahren eine Überrendite im Laufe der folgenden Regulierungsperiode zu erzielen (vgl. Abb. 2). Die Berücksichtigung dieser Überrenditen im Planungszeitraum der Bewertung ist in der Praxis regelmäßig umstritten. Derartige Optimierungen konnten in der Vergangenheit teilweise tatsächlich realisiert werden.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Renditesteigerung über die regulatorischen Vorgaben hinaus gem. § 21 a Satz 5 EnWG ausdrücklich nur im Hinblick auf überproportionale Kostensenkungen vorgesehen ist. Für die Zukunft ist also absehbar, dass diese Fotojahrstrategie von den Regulierungsbehörden durch Vergleich der Kostenbasis mit den Vorjahren zunehmend unterbunden wird. Hier haben die Regulierungsbehörden ihre Prüfungspraxis merklich verschärft und insbesondere auf die Höhe der operativen Kosten einen Prüfungsschwerpunkt gelegt. Die Unterstellung, dass nachhaltige

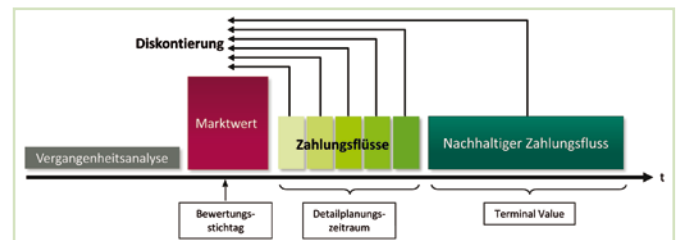


Abb. 1 Schematischer Aufbau einer Ertragsbewertung

Überrenditen durch Fotojahroptimierung realisiert werden können, ist daher mehr als fraglich.

Kapitalstruktur

Die Netzentgeltverordnung sieht eine Kapitalstruktur mit einer kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40 % vor. Der darüber hinausgehende Anteil des Eigenkapitals ist bei der Netzkostenermittlung wie der Fremdkapitalanteil, also niedriger als der Eigenkapitalanteil, zu verzinsen. In der unternehmerischen Praxis finden sich nur in den seltensten Fällen regulatorisch optimale Eigenkapitalquoten, was u. a. daran liegt, dass die Höhe des Eigen- und Fremdkapitals aus verschiedenen Gründen nicht jedes Jahr anhand der kalkulatorischen Vermögenswerte justiert werden kann. Es ist daher in der Bewertungspraxis nicht unüblich, von einem konstanten bilanziellen Eigenkapital auszugehen, so dass nicht in jedem Planjahr die optimale kalkulatorische Eigenkapitalquote erreicht wird. Im Zuge der Wertermittlung ist für die Ableitung der Kapitalkosten (Diskontierungszins) auf die Kapitalstruktur zu Marktwerten abzustellen [14]. Diese weicht in der Regel von der bilanziellen und der kalkulatorischen Kapitalstruktur ab.

In der Bewertungspraxis muss besonderes Augenmerk auf die Besonderheiten der regulatorischen Kapitalstruktur gelegt werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Netz vollständig eigenfinanziert ist (bzw. dies als Prämisse unterstellt wird). Die Diskontierung der zukünftigen Gewinne bzw. Cash-Flows mit einem „reinen“ Eigenkapitalkostensatz würde in diesem Fall zu einer „Wertvernichtung“ des über die kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 % hinausgehenden Eigenkapitalanteils führen. Für die Wertermittlung empfiehlt sich im Rahmen einer objektivierten Betrachtung daher

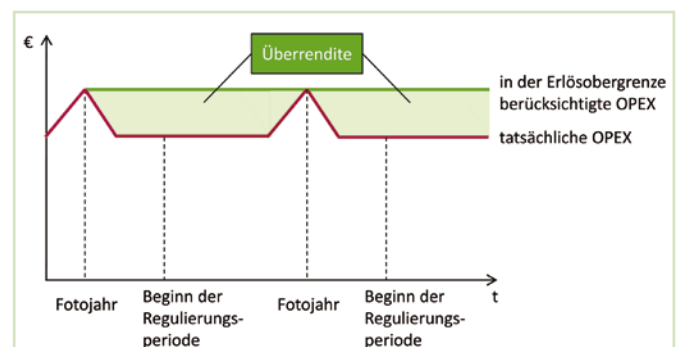


Abb. 2 Überrenditen durch fotojahroptimierte OPEX

eine synthetische kalkulatorische Kapitalstruktur, die die regulierungsoptimale Kapitalstruktur abbildet, damit der Verkäufer nicht durch eine nachteilige Prämisse belastet wird. Aufgrund der feineren Nachbildung der Kapitalbestandteile im Diskontierungszins (WACC) bietet im Falle der Bewertung von Energieversorgungsnetzen das DCF-Verfahren in der WACC-Ausprägung Vorteile gegenüber den anderen Verfahren.

Effizienzwert

Die Prognose zur Effizienzentwicklung des Netzbetriebes beeinflusst ebenfalls maßgeblich den Wert des Netzes. Hier ist regelmäßig zu prüfen, ob auf die Effizienz des abgebenden Netzbetreibers oder auf die Effizienz des aufnehmenden Netzbetreibers abzustellen ist. Ein nachvollziehbarer Alternativansatz ist die Anwendung der durchschnittlichen Effizienz aller Netzbetreiber in Deutschland. Aufgrund der Zielsetzung der Anreizregulierung, nämlich der Steigerung der Effizienz des Netzbetriebes, kann über den Planungszeitraum dann ein Anstieg der Effizienzwerte unterstellt werden.

Zu übertragender Erlösanteil nach § 26 Abs. 2 ARegV

Im Falle von Teilnetzübergängen muss für einen gewissen Zeitraum ein Teil der beim Altnetzbetreiber genehmigten Erlösobergrenze an den neuen Netzbetreiber übergeben werden [15]. Auf die Höhe des zu übertragenden Anteils haben sich die beteiligten Parteien zu einigen. Der entsprechende Leitfaden des Regulierers [16] gibt hier Hinweise bezüglich der Vorgehensweise der Kostenzuordnung, die letztendliche Höhe des Anteils ist jedoch nicht grundsätzlich reguliert [17]. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass ein neuer Netzbetreiber mit der übertragenen Erlösobergrenze das Netz nicht kostendeckend bewirtschaften kann und letztlich nur eine reduzierte Rendite erwirtschaftet, was sich entsprechend wertsenkend auf den Ertragswert auswirken würde. Insofern ist die Höhe des zu übertragenden Erlösanteils vor der Ertragswertermittlung festzulegen.

Zukünftige Entwicklung des Gesetzesrahmens

Gelegentlich werden in der Bewertungspraxis Annahmen zu einer zukünftigen Veränderung des Regulierungsrahmens getroffen, die maßgeblich wertbeeinflussend wirken. Gemäß IDW S1 sind im Zuge der Bewertung solche Marktgegebenheiten zu berücksichtigen, die „bereits eingeleitet“ oder aber „hinreichend konkretisiert“ sind. „Mögliche, aber noch nicht hinreichend konkretisierte Maßnahmen [...] sowie die daraus resultierenden Überschüsse sind danach bei der Ermittlung objektiver Unternehmenswerte unbeachtlich“ [18].

Dementsprechend sollten sich in der Diskussion befindliche, aber noch nicht beschlossene Änderungen des Regulierungsregimes, wie bspw. ein oft diskutierter Wegfall des durch das Regulierungsperiodensystem bedingten Zeitverzugs [19], nicht abgebildet werden. Anders verhält es sich dabei jedoch mit der Höhe der regulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Da die Systematik zur Festlegung der Verzinsung aus den ersten beiden Regulierungsperioden bekannt und ein Abweichen der Bundesnetzagentur zum heutigen Zeitpunkt nicht zu erwarten ist, kann eine Anpassung der regulatorischen

Kapitalverzinsung sehr wohl unterstellt werden. Vorstellbar ist hier, dass die Parameter zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung regulierungsperiodenscharf angepasst werden.

Berücksichtigung von Synergien

Im Hinblick auf die Berücksichtigung von Synergien werden in der Literatur unterschiedliche Ansichten vertreten [20]. Das OLG Koblenz bspw. hält es im Hinblick auf die Preiskontrolle nicht für sinnvoll, einen Ertragswert als Kaufpreis anzusetzen, der sich vollständig „unter Außerachtlassung jeglicher nicht bereits in der Versorgungsanlage angelegter Synergieeffekte ergibt“ [21].

Nach Ansicht der Autoren lassen die Vorgaben des IDW S1 an dieser Stelle jedoch wenig Interpretationsspielraum. So sind Synergien im Falle der objektivierten Bewertung nur dann berücksichtigungsfähig, wenn sie sich auch „ohne Durchführung der dem Bewertungsanlass zugrunde liegenden Maßnahme realisieren lassen“ [22]. Dementsprechend dürfen sich ansatzfähige Synergien lediglich aus dem betrachteten Teilnetz heraus, nicht jedoch unter Berücksichtigung anderer Netz- oder gar Vertriebsparten des Übernehmers ergeben. Synergien mit bestehenden oder noch anderweitig zu gründenden Unternehmensteilen des Übernehmers sollten deswegen bei der Bewertung keine Rolle spielen.

Terminal Value

Ein nicht unerheblicher Anteil am Unternehmenswert leitet sich aus dem sog. Terminal Value (TV) ab, der sich aus dem nachhaltigen Zahlungsfluss ergibt. Dieses normierte, nachhaltige Planjahr spiegelt bewertungstechnisch einen zeitlich unbegrenzten, „ewigen“ Zahlungsfluss wider. Auch hier lassen sich in der Praxis unterschiedliche Vorgehensweisen finden. So wird oftmals lediglich das letzte Detailplanungsjahr unter Ansatz eines Wachstumsfaktors in die Ewigkeit fortgeschrieben. Dieses stark vereinfachte Vorgehen bildet jedoch keinen „fundierte“ Gleichgewichtszustand ab. Sinnvoll ist daher die Modellierung eines solchen Gleichgewichtszustandes, bspw. durch Konservierung des bestehenden Anlagevermögens unter Berücksichtigung angemessener Investitionsraten und unter Ableitung einer nachhaltigen Kapitalverzinsung zur Bestimmung dieses nachhaltigen Planjahres.

Weiterer Klärungsbedarf vorhanden

Bei der Bewertung von Energieversorgungsnetzen können abhängig von den angesetzten Prämissen erhebliche Abweichungen des Ertragswertes festgestellt werden. Dabei zeigt dieser Beitrag nur einige der Aspekte auf, bei denen unterschiedliche Standpunkte und Ansätze der Parteien möglich sind. Wesentlich ist, wie der „objektivierte Erwerber“ des Kaufering-Urteils interpretiert wird. Verschiedene Interpretationen wurden hier aufgegriffen und einer kurzen Analyse unterzogen.

Weitere wertbeeinflussende und für Versorgungsnetze spezifische Punkte wären noch zu diskutieren. Dabei sei exemplarisch die Höhe der Wachstumsrate oder des anzusetzenden Betafaktors speziell für

Energieversorgungsnetze genannt. Auch allgemeine Parameter der Ertragsbewertung können Teil der Kaufpreisverbindung sein. Hier ist beispielhaft der Diskontierungszeitpunkt (Stichwort: Mid Year Discounting) oder steuerliche Themen zu nennen. Letztendlich ist in der Praxis eine massive Auseinandersetzung über den Netzkaufpreis insbesondere dann zu erwarten, wenn die Ertragsstärke des Netzes beim abgebenden und übernehmenden Netzbetreiber stark voneinander abweicht.

Literatur

- [1] Berger/Wambach: Besonderheiten beim Bewertungsobjekt: Bewertung von Energieversorgungsnetzen. In: Praxishandbuch der Unternehmensbewertung: Grundlagen und Methoden, Bewertungsverfahren, Besonderheiten bei der Bewertung, hrsg. v. V. H. Peemöller. Herne 2012, S. 751-768.
- [2] Bspw.: BGH, Urteil v. 16.11.1999 – Az. KZR 12/97, „Kaufering-Urteil“ und LG Hannover, Urteil v. 24.6.2010 – Az. 18 O 260/08 und auch OLG Koblenz, Urteil v. 11.11.2010 – Az. U 646/08 Kart, U 646/08 Kart.
- [3] IDW S1 i. d. F. 2008, 2.1, Tz. 4.
- [4] IDW S1 i. d. F. 2008, 2.1, Tz. 5.
- [5] BGH, Urteil v. 16.11.1999 – Az. KZR 12/97, „Kaufering-Urteil“, Tz. 72.
- [6] Vgl. dazu auch die Ausführungen von Salcher/Keller/Killisch: Ermittlung von Ertragswerten von Strom- und Gasnetzen im Rahmen der Beendigung von Konzessionsverträgen. In: Die Wirtschaftsprüfung, Heft 13 (2012), S. 701-714, 704.
- [7] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 4.4.1.1, Tz. 27.
- [8] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 5.3, Tz. 78.
- [9] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 7.1, Tz. 101.
- [10] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 7.2, Tz. 102ff.
- [11] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 7.2.4.1, Tz. 114ff.
- [12] Vgl. IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 7.3, Tz. 124ff.
- [13] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 2.3, Tz. 12 und Nr. 4.1, Tz. 17.
- [14] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 7.2.4.1, Tz. 121 und Nr. 6.5, Tz. 100. Das sich aus der Ermittlung der Marktwerte ergebende mathematische Zirkularitätsproblem soll an dieser Stelle nicht weiter behandelt werden. Wir verweisen auf die Ausführungen von Spreemann/Ernst: Unternehmensbewertungen – Grundlagen und Praxis. München 2011, S. 171 ff.
- [15] ARegV § 26 Abs. 2.
- [16] Leitfaden der Regulierungsbehörden zu Inhalt und Struktur von Anträgen auf Neufestlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen nach § 26 Abs. 2 ARegV.
- [17] Marthol/Wolf: Netzübernahmen – und alle Fragen offen? In: Versorgungswirtschaft, Heft 12 (2010), S. 296.
- [18] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 4.4.2.1, Tz. 32.
- [19] Vgl. bspw. BDEW-Position zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Stand: 19.3.2014. Abrufbar unter: [https://bdew.de/internet.nsf/id/E83A6702E4CCCB89C1257CA5003159A6/\\$file/140321%20BDEW%20Hintergrundinformationen%20f%C3%BCr%20die%20Presse%20Weiterentwicklung%20Anreizregulierung.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/E83A6702E4CCCB89C1257CA5003159A6/$file/140321%20BDEW%20Hintergrundinformationen%20f%C3%BCr%20die%20Presse%20Weiterentwicklung%20Anreizregulierung.pdf)
- [20] Vgl. dazu bspw. Salcher/Keller/Killisch: Ermittlung von Ertragswerten von Strom- und Gasnetzen im Rahmen der Beendigung von Konzessionsverträgen. In: Die Wirtschaftsprüfung, Heft 13 (2012), S. 701-714, 711 oder Danner/Theobald: Energierecht Bd. 1, München 2011, S. 64 EnWG, Tz. 63.
- [21] OLG Koblenz, Urteil v. 11.11.2010 – Az. U 646/08 Kart, U 646/08 Kart, Tz. 20.
- [22] IDW S1 i. d. F. 2008, Nr. 4.4.2.2, Tz. 34.

P. Welling, Consultant, Dr. M. Koch, Associate Partner, Geschäftsreich Energie, Rödl & Partner, Rödl & Partner GbR, Köln
peer.welling@roedl.com
matthias.koch@roedl.com