

# Berücksichtigung der Anreizregulierung bei der Ertragsbewertung von Strom- und Gasnetzen

Wolfgang Zander, Piet Steinbach und Dag Hintze

*Der häufigste Anlass von Netzbewertungen sind anstehende Netzübernahmen im Zuge des Auslaufens von Konzessionsverträgen zwischen Städten bzw. Gemeinden als Konzessionsgebern und Netzbetreibern als Konzessionsnehmern. Am Ende der i. d. R. 20-jährigen Vertragslaufzeit ergibt sich aus Sicht der Kommunen eine Reihe von Handlungsoptionen. Alternativ zur Vertragsverlängerung besteht die Möglichkeit, die Konzession an andere Partner zu vergeben oder sich, z. B. durch die Gründung einer Gesellschaft, selbst an der Netzübernahme zu beteiligen. Dabei sind verschiedene Gesellschaftskonstellationen mit unterschiedlichen Chancen und Risiken denkbar. Wegen der infolge der Liberalisierung stark gestiegenen Anforderungen an Netzbetreiber empfiehlt sich meist eine Kooperationen mit Dritten, die bereits in örtlicher Nähe des Netzgebiets tätig sind.*

Mit der Konzession geht das Strom- bzw. Gasnetz vom alten auf den neuen Konzessionsnehmer über. Der hierfür zu veranschlagende Kaufpreis ist zwischen den beiden Parteien zu verhandeln.

## Kaufpreisfindung

Die Methode der Kaufpreisfindung ist regelmäßig zwischen Übernehmer und abgebendem Netzbetreiber strittig. Die Endschaffungsklauseln der Konzessionsverträge sehen in der Regel einen Netzkaufpreis zum Sachzeitwert vor. Die Strom- bzw. Gasnetz-entgeltverordnungen vom Juni/Juli 2005 (NEV) gehen im Gegensatz hierzu davon aus, dass bei der Ermittlung der kostenbasierten Netzentgelte nicht der Kaufpreis sondern lediglich der kalkulatorische Restwert relevant ist. Um das Wiederaufleben von Abschreibungen zu vermeiden, darf der Netzerwerber den Wert des Anlagevermögens nach Auffassung des Regulierers maximal mit dem Betrag ansetzen, den das abgebende Unternehmen als kalkulatorischen Restwert festgehalten hatte. Ein eventuell höherer Kaufpreis, wie er sich häufig wenn nicht gar

### Überblick

Bei der Ermittlung des Ertragswertes von Netzen im Rahmen von Netzübernahmen spielt der Wechsel von der kostenbasierten zur Anreizregulierung eine große Rolle. Im Artikel werden – unter Berücksichtigung von Realitätsnähe und Angemessenheit – die bestehenden Möglichkeiten der Prognose von Effizienz- und Erlöswerten diskutiert. Nach Erläuterung von Kaufpreis und Ertragsmodell stehen besagter Übergang und die Ertragswertberechnung mit individueller und pauschaler Effizienzbestimmung im Mittelpunkt. Abschließend werden die Auswirkungen der Anreizregulierung auf das Thema differenziert entwickelt.

regelmäßig basierend auf dem Sachzeitwert ergibt, ist für die kostenbasierte Ermittlung der Netzentgelte unerheblich. Die Netzentgelte des Erwerbers werden in diesem Fall gekürzt; er kann als Kosten nur Abschreibungen und Zinsen für den kalkulatorischen Restwert geltend machen. In der Vergangenheit, d. h. vor dem Inkrafttreten der StromNEV bzw. GasNEV, wurde im Gegensatz hierzu in aller Regel ein sachzeitwert-basierter Kaufpreis bei der Tarifgenehmigung von den Energieaufsichtsbehörden akzeptiert. Der Ordnungsgeber greift somit zumindest indirekt in bestehende Konzessionsverträge zwischen Kommunen und Netzbetreibern hinsichtlich der Kaufpreisbestimmung ein. Die Vorgaben sind daher noch umstritten. Bisher existiert

hierzu noch keine einschlägige Rechtsprechung.

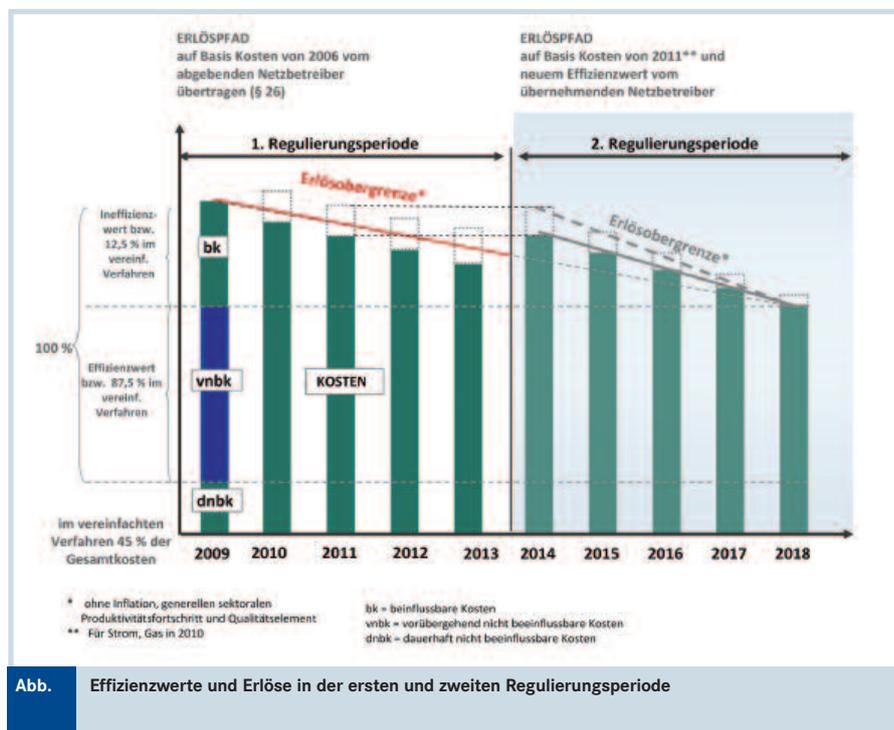
In diesem Zusammenhang ist auch das sog. „Kaufering-Urteil“ des Bundesgerichtshofes [1] vom 16.11.1999 von entscheidender Relevanz. Aus der Entscheidung geht hervor, dass auch der Ertragswert als Bemessungsgrundlage des Netzkaufpreises heranzuziehen ist. Der Sachzeitwert ist demgemäß nur dann zulässig, wenn er den Ertragswert nicht erheblich übersteigt. Angesichts der zunehmenden Bedeutung des kalkulatorischen Restbuchwerts im Sinne der Netzentgeltverordnungen empfiehlt es sich, darüber hinaus auch dessen Höhe in gleicher Weise anhand einer Ertragswertberechnung zu überprüfen.

Das Kaufering-Urteil stellt nicht auf den subjektiven Ertragswert eines einzelnen oder weniger potenzieller Übernehmer ab, sondern auf einen Ertragswert, der nach objektiven, für alle denkbaren Erwerber geltenden Kriterien zu ermitteln ist. Dieses entspricht auch der Intention des IDW-Standards S 1 vom 18.10.2005, wonach der objektivierte Unternehmenswert einen typisierten und intersubjektiv nachprüfbaren Zukunftserfolgswert darstellt, der sich bei der Fortführung des Unternehmens in unverändertem Konzept und mit allen realistischen Zukunftserwartungen im Rahmen der Marktchancen, -risiken und finanziellen Möglichkeiten des Unternehmens sowie sonstigen Einflussfaktoren ergibt [2].

### Ertragswertmodell

Der Ertragswert ist der Barwert der nachhaltig erzielbaren Überschüsse, die den Unternehmenseignern in der Zukunft zufließen. Die Ermittlung dieser Überschüsse erfordert eine GuV-Planung für die zu gründende Gesellschaft und eine Überprüfung der Finanzierbarkeit anhand von Planbilanzen und Finanzplänen über einen hinreichend langen Zeitraum. Ausgehend von den in diesem Zeitraum erzielten Überschüssen wird unter der Annahme einer dauerhaften Fortführung des Unternehmens eine ewige Rente ermittelt, die in die Ertragswertermittlung einbezogen wird. Der Ertragswert wird aufgrund des Leverage-Effektes ganz wesentlich von der Finanzierungsstruktur bestimmt, da die Verzinsung des Eigenkapitals gemäß der Netzentgeltverordnungen über dem Fremdkapitalzinssatz liegt. Hierbei kann unterstellt werden, dass die Eigner ihre Eigenkapitaleinlage an einer Maximierung der nach NEV erzielbaren Eigenkapitalverzinsung ausrichten und das Unternehmen mit 40 % Eigenkapital ausstatten.

Als Netzkaufpreis wird im ersten Schritt der Ertragswertermittlung der Sachzeitwert oder kalkulatorische Restbuchwert angesetzt. Ergibt sich unter dieser Voraussetzung für das übernehmende (Teil-)Unternehmen ein Ertragswert, der unter dem eingesetzten Eigenkapital liegt, so ist der angesetzte Netzkaufpreis als überhöht anzusehen. In einem iterativen Verfahren wird er anschließend soweit reduziert, bis der Ertragswert dem eingesetzten Eigenkapital entspricht. Der auf diese Weise schrittweise angenäherte Netzkaufpreis ist im Sinne des Kaufering-Urteils als angemessen anzusehen. Für den umgekehrten Fall, dass der Ertragswert bei Ansatz des gezahlten Netzkaufpreises zum Sachzeitwert oder kalkulatorischen Restbuchwert über dem



eingesetzten Eigenkapital liegt, ist schrittweise ein höherer Netzkaufpreis anzusetzen bis Ertragswert und Eigenkapital gleich hoch sind.

Die Höhe des Ertragswerts hängt in hohem Maße von den Annahmen ab, die über die zukünftig zu erwartenden Erlöse getroffen werden. Hierbei ist insbesondere den Auswirkungen des zum 1.1.2009 anstehenden Wechsels von der kostenbasierten Regulierung zur Anreizregulierung besondere Beachtung zu schenken. In diesem Zusammenhang stehen vor allem die Ergebnisse der Effizienzmessverfahren, die im Zuge der Anreizregulierung zur Anwendung kommen sollen, im Fokus der Betrachtung.

### Wechsel von der kostenbasierten Regulierung zur Anreizregulierung

Die Umsatzerlöse, die Netzbetreiber für den Transport von Energie maximal veranschlagen dürfen, basieren derzeit auf einer Kostenkalkulation, die nach den Vorgaben der Entgeltverordnungen für Strom und Gas von den Netzbetreibern durchgeführt werden muss. Die Ergebnisse dieser Kostenermittlung werden von der Bundesnetzagentur bzw. von den zuständigen Landesregulierungsbehörden geprüft und i. d. R. gekürzt.

Nach dem Willen der Bundesregierung soll durch die sog. Anreizregulierung zukünftig erreicht werden, dass, ähnlich wie in einer

Marktwirtschaft, auch für Netzbetreiber Anreize zu Produktivitätssteigerungen geschaffen werden. Ab 1.1.2009 wird die Kostenkontrolle durch die Bundesnetzagentur bzw. die Landesregulierungsbehörden nur noch alle fünf Jahre vorgenommen. Innerhalb der jeweils fünfjährigen Zeitintervalle (Regulierungsperioden) werden die zulässigen Erlöse ausgehend von den genehmigten kalkulatorischen Kosten des Basisjahres sukzessive abgesenkt (siehe Abb.).

Je ineffizienter ein Netzbetreiber eingestuft wird, desto gravierender soll die jährliche Erlösreduzierung ausfallen. Zur Messung der Effizienz dieser Unternehmen sollen die statistischen Verfahren DEA (Data Envelope Analysis) und SFA (Stochastic Frontier Analysis) angewandt werden (siehe auch [3]). Die Auswirkungen der Effizienzmessung auf die Erträge können erheblich sein. So hat beispielsweise ein Effizienzwert von 65 % zur Folge, dass 35 % der kostenbasierten Erträge (abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) des Basisjahres während der ersten beiden Regulierungsperioden in einem Zeitraum von zehn Jahren linear auf Null abgesenkt werden. Einige Kostenbestandteile, die nach Auffassung des Verordnungsgebers nicht beeinflusst werden können (so genannte dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, dnbK), bleiben von der Absenkung allerdings verschont. Dies betrifft z. B. betriebliche Steuern, Konzessionsabgaben und Kosten vorgelagerter Netze.

Unabhängig von den unternehmensindividuellen Effizienzergebnissen werden die Erlöse (abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) aller Netzbetreiber zusätzlich um einen weiteren, einheitlichen Satz für den sog. allgemeinen Produktivitätsfortschritt in Höhe von 1,25 % während der ersten und 1,5 % während der zweiten Regulierungsperiode abgesenkt.

Um Gewinneinbußen zu vermeiden bzw. um die Gewinne zu erhöhen, müssen die Netzbetreiber im Regime der Anreizregulierung ihre tatsächlichen Kosten mindestens proportional zum Erlöspfad absenken (siehe Abb.). Da die Kapitalkosten für bestehende Anlagen trotz massiver Kritik der Branche nicht Bestandteil der dbnK sind, verschärft sich der Druck auf die verbleibenden Kostenbereiche, namentlich die Betriebskosten, noch zusätzlich. Die Kapitalkosten für bestehende Anlagen sind durch vergangene Investitionsentscheidungen determiniert und heute nicht mehr beeinflussbar. Effizienzsteigerungen im Bereich der Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen wirken sich angesichts der langen Nutzungsdauern, die für Betriebsmittel in der Energiewirtschaft üblich sind, allenfalls langfristig auf die Kosten aus. Es müssen demzufolge zur Erfüllung der Vorgaben der Regulierungsbehörden zusätzliche Kosteneinsparungen in anderen Kostenarten, insbesondere in den Betriebskosten, realisiert werden.

### Ertragswertberechnung mit individueller Effizienzbestimmung

Die Messung der Effizienz erfordert zunächst die Erfassung relevanter Strukturdaten des zu übernehmenden Netzes. Zu diesen auch als exogene Kostentreiber oder Outputgrößen bezeichneten Daten gehören nach Auffassung des Ordnungsgebers z. B. Absatz und Jahreshöchstleistung, Fläche, Leitungslänge und Anzahl von Anschlusspunkten. Die benötigten Informationen liegen den abgebenden Unternehmen vor und werden der übernehmenden Partei in der Regel auch zumindest teilweise zur Verfügung gestellt. Bei Bedarf können die Angaben unter Ansatz plausibler Annahmen ergänzt werden.

Darüber hinaus fließen die Kosten des zu übernehmenden Netzes als Inputgröße in die Effizienzmessung ein. Sie müssen entsprechend den Vorgaben der Netzentgeltverordnungen kalkuliert werden. Die Anfangswerte der kalkulatorischen Abschreibungen und die Basisgrößen für die Eigenkapitalverzinsung sind die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) des betrachteten Netzes, die in den

Büchern des abgebenden Unternehmens erfasst sein sollten. Wenn die AHK vom Verkäufer nicht vorgelegt werden, müssen sie durch Rückindizierung des aktuellen Marktwertes (Wiederbeschaffungswert) der Anlagen näherungsweise ermittelt werden. Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den durch Rückrechnung angenäherten AHK entstehen insbesondere dann, wenn das abgebende Unternehmen die Anlagen besonders günstig oder außergewöhnlich teuer errichtet hat bzw. wenn ein maßgeblicher Anteil der Maßnahmen nicht aktiviert, sondern als Aufwand verbucht worden ist. Mit von Bedeutung ist auch der Umstand, dass die Regulierungsbehörden im Strombereich unter Verweis auf den § 32.3 z. T. massive Kürzungen des kalkulatorischen Anlagevermögens vorgenommen haben, die zumindest für den Übernehmer i. d. R. nicht transparent sind.

Zur Bestimmung der anzusetzenden Betriebskosten [4] ist eine mehrstufiges Verfahren unter Verwendung unterschiedlicher Quellen sinnvoll: Aus Vergleichsdatenbanken können unter Berücksichtigung maßgeblicher Kostentreiber [5] Betriebskosten unter Ansatz einer definierten Effizienz für das betrachtete Netz abgeleitet werden. Die Ergebnisse können anhand von Erfahrungswerten aus bereits abgeschlossenen Netzübernahmeprojekten plausibilisiert werden.

Mit Hilfe der Struktur- und Kostenangaben des zu übernehmenden Netzes und einer ausreichend repräsentativen Datenbank von Vergleichsunternehmen kann unter Anwendung statistischer Simulationsmodelle eine Bandbreite der Betriebskosten in Abhängigkeit von dem erwarteten Effizienzwert des Übernehmers und, wenn die Daten verfügbar sind, auch des abgebenden Netzbetreibers bestimmt werden. Derartige Analysen werden von BET mit Hilfe einer Datenbank, die effizienzrelevante Kennzahlen von ca. 200 Strom- und 125 Gasversorgungsunternehmen beinhaltet, seit etwa fünf Jahren durchgeführt. Während die kalkulatorischen Kosten durch vergangene Investitionsentscheidungen weitgehend determiniert sind, bieten die Betriebskosten Spielräume für konservative oder ehrgeizige Bewertungsansätze. Mittels Simulation können die Auswirkungen unterschiedlicher Bewertungsansätze auf den Ertragswert genauer untersucht werden.

Die Auswirkungen des Effizienzwertes auf die zu erwartende Ertragskraft des Unternehmens sind komplex und nicht ohne Weiteres transparent. Je schlanker und effizienter das Netz bei der Übernahme betrieben wird, desto niedriger ist das Aus-

gangsniveau der kostenbasierten Erträge. Der Absenkungspfad verläuft in diesem Fall jedoch flacher. Neben der regulierten Ertragsobergrenze und der Effizienz, die der Ordnungsgeber berechnet, muss das Kostensenkungspotenzial berücksichtigt werden, das vom zukünftigen Netzbetreiber während des Planungszeitraumes tatsächlich ausgeschöpft werden kann.

Eine umfassende Untersuchung von Sensitivitäten dieser vielfältigen Wirkungszusammenhänge ist nur im Rahmen einer detaillierten Effizienzanalyse möglich. Es gibt jedoch auch eine Reihe von Gründen, die gegen eine individuelle Effizienzmessung sprechen. So setzt die Anwendung der hier skizzierten Verfahren voraus, dass neben den Struktur- und Kostendaten des betrachteten Unternehmens auch die entsprechenden Vergleichsdaten einer ausreichend repräsentativen Grundgesamtheit anderer deutscher Netzbetreiber bekannt sind. Solche Datenbanken liegen nur wenigen Beratungshäusern und allenfalls größeren Unternehmensgruppen vor. Nur die Bundesnetzagentur verfügt über eine vollständige Erhebung aller Informationen der insgesamt 900 Strom- und 700 Gasnetzbetreiber in Deutschland [6]. Diese Daten werden aller Voraussicht nach nicht veröffentlicht. Hinzu kommt, dass die Parametrierung der SFA und der DEA vom Ordnungsgeber noch nicht ausreichend genau beschrieben ist. So lässt beispielsweise die in § 3 der Anreizregulierungsverordnung gewählte Formulierung offen, ob die dort enthaltene Auflistung von Strukturparametern umfassend und endgültig entschieden ist oder ob bei der Umsetzung der Verfahren durch die Bundesnetzagentur bzw. die jeweils zuständigen Landesregulierungsbehörden weitere Veränderungen und Erweiterungen vorgenommen werden.

Außerdem könnte man aufgrund des § 26 der Anreizregulierungsverordnung zu der Schlussfolgerung kommen, dass eine individuelle Effizienzmessung zur Bewertung von Netzen in der ersten Regulierungsperiode nicht erforderlich ist. In diesem Abschnitt geht der Ordnungsgeber explizit auf die Handhabung von Erlösobergrenzen im Zuge von Netzübernahmen ein und legt eine Übertragung vom abgebenden Unternehmen auf den neuen Netzbetreiber fest. Wird nicht das Gesamtnetz sondern nur einzelne Netzteile verkauft [7], ist eine anteilige Übertragung der zulässigen Erlöse vorgesehen [8]. Man muss wohl davon ausgehen, dass die Erlösobergrenzen des abgebenden Unternehmens für die gesamte erste Regulierungsperiode auf das zu übernehmende Netz übertragen

werden sollen. Dann spielt jedoch die tatsächliche Effizienz des übernehmenden Netzbetreibers während dieses Zeitraums für die Erlösermittlung keine Rolle. Entscheidend für die Höhe der zulässigen Erlöse innerhalb der ersten fünf Jahre ist dann vielmehr der Reduktionspfad und damit der Effizienzwert des abgebenden Netzbetreibers. Erst zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode wäre die Effizienz des Übernehmers für die Festlegung des folgenden Erlöspfads relevant.

Bei näherer Betrachtung der Erlösübertragung nach § 26 ergeben sich außerdem weitere offene Fragen. Derzeitig verfügen die Netzbetreiber noch nicht über von der Bundesnetzagentur vorgegebene Effizienzwerte und den Verlauf ihrer Erlösobergrenzen. In den nächsten Monaten ist mit einer Veröffentlichung der Ergebnisse durch die Bundesnetzagentur nicht zu rechnen, da die Erhebung der Strukturdaten im Strombereich gerade erst abgeschlossen wurde und im Gasbereich noch erfolgen muss. Erst am 1.6.2008 sollen zunächst die zuständigen Landesregulierungsbehörden über die Effizienzwerte informiert werden und die Möglichkeit erhalten, eigene Verfahren für ihren Zuständigkeitsbereich anzuwenden. Die Bekanntmachung der endgültigen Ergebnisse wird sich somit wohl deutlich in die zweite Jahreshälfte verschieben.

Um die Erlöse einer Teilnetzübertragung bis zur Bekanntgabe verbindlicher Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur prognostizieren zu können, müsste zunächst das kostenbasierte Ausgangsniveau abgegrenzt werden, das dem übergehenden Netzbereich zugeordnet werden kann. Anhand welcher Kriterien eine solche Abgrenzung erfolgen kann, ist in der Anreizregulierungsverordnung jedoch nicht näher beschrieben. Als pragmatischer Ansatz bieten sich hier die Absatzzahlen, d. h. Arbeits- und Leistungswerte der Netzkunden des betrachteten Netzgebiets, an. Die Erlöse des Basisjahres könnten mit Hilfe des aktuellen Preisblatts bestimmt werden, das von der zuständigen Behörde genehmigt und vom abgebenden Unternehmen veröffentlicht ist [9].

Als problematischer erweist sich die Schätzung des Effizienzwerts, der für die Berechnung der jährlichen Absenkungen des Ausgangsniveaus während der ersten Regulierungsperiode benötigt wird. Eine hinreichend genaue Schätzung dieses Wertes hängt davon ab, inwieweit in den Verhandlungen mit dem abgebenden Netzbetreiber Einblick in die wirtschaftlich sensiblen Struktur- und Kostendaten erreicht werden kann.

## Ertragswertberechnung mit pauschaler Effizienzbestimmung

Als Alternative zur oben beschriebenen individuellen Effizienzbestimmung bietet sich angesichts der bestehenden praktischen Hindernisse die Verwendung eines pauschalen Effizienzwerts an. Dieser sollte den Durchschnitt aller deutschen Netzbetreiber widerspiegeln.

Für die Abschätzung eines Durchschnittswertes kann auf die Annahmen des Verordnungsgebers zurückgegriffen werden, die im Rahmen des sog. vereinfachten Verfahrens für kleinere Netzbetreiber in § 24 der Anreizregulierungsverordnung benannt sind. Dort ist für die erste Regulierungsperiode ein Effizienzwert in Höhe von 87,5 % verankert. Erst ab der zweiten Regulierungsperiode wird mit Vorliegen der Erfahrungswerte aus der ersten Runde Klarheit über die tatsächliche Höhe der durchschnittlichen Effizienz bestehen. Die neue Vorgabe wird dann aus dem gewichteten Durchschnitt der ersten Periode abgeleitet.

Der Anteil der sog. „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten“, die von den Absenkung verschont bleiben und auch während der laufenden Regulierungsperioden in voller Höhe in die Erlösobergrenze einfließen, wird mit einem pauschalen Ansatz in Höhe von 45 % ebenfalls vom Verordnungsgeber vorgegeben. Die verbleibenden Kosten [10] werden über einen Zeitraum von zehn Jahren um 12,5 % abgesenkt. Lässt man den Einfluss der Inflation zunächst unberücksichtigt, ergibt sich hieraus eine jährliche Absenkung von 0,6875 %.

Wie im vollständigen Verfahren fällt auch hier für alle Unternehmen eine zusätzliche Reduktion um den generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt in Höhe von 1,25 % bzw. 1,5 % an.

## Schlussfolgerungen

Der Ertragswert eines Netzes sowohl aus subjektiver Sicht eines einzelnen Erwerbers als auch im Sinne eines objektivierte Übernehmers ist wie oben erläutert von mehreren Faktoren abhängig, die im Folgenden nochmals zusammengefasst werden. Bei den Auswirkungen der Anreizregulierung ist zwischen Effekten zu unterscheiden, die in der ersten Regulierungsperiode nach Übernahme und in den folgenden Regulierungsperioden auftreten.

### Zweite Regulierungsperiode

Ab der zweiten Regulierungsperiode nach Netzübernahme ist das genehmigte kosten-

basierte Ausgangsniveau des Übernehmers entscheidend für die Höhe der zulässigen Erlösobergrenze. Dieses wird maßgeblich durch den kalkulatorischen Restbuchwert bestimmt, der die Basisgröße für die Abschreibungen und die Kapitalverzinsung bildet [11]. Der kalkulatorische Restbuchwert übt somit einen erheblichen Einfluss auf die Höhe des Kaufpreises aus. Er kann zwischen Unternehmen mit vergleichbarer Netzstruktur durch den Einfluss der jeweiligen Aktivierungspraxis, unterschiedliche Bauweisen in der Vergangenheit und abweichende Kürzungen des Anlagevermögens im Zusammenhang mit § 32 der Netzentgeltverordnungen stark differieren.

Sind der kalkulatorische Restbuchwert und damit die Kapitalkosten eines Netzes wegen ineffizienter Netzbauweise vergleichsweise hoch, startet der Erlöspfad des Übernehmers im Basisjahr auf einem hohen, kostenbasierten Ausgangsniveau und fällt während der Folgejahre steil ab. Die Ursache für diesen Verlauf liegt im niedrigen Effizienzwert, den die Bundesnetzagentur dem Übernehmer aufgrund der hohen Kapitalkosten zuweisen dürfte, die aus den vergangenen Investitionen des abgebenden Netzbetreibers resultieren. Die Höhe der Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung, die beim Übernehmer tatsächlich anfallen, lassen sich hingegen bei einem einmal definierten Kaufpreis nicht reduzieren. Aus den zurückliegenden Investitionen des Veräußerers entstehen somit unvermeidbare Gewinneinbußen, die den Ertragswert mindern. Diese Ertragswerteinbuße würde auch dann beim bisherigen Netzbetreiber eintreten, wenn das Netz durch eine Verlängerung des Konzessionsvertrages in seinem Eigentum verbliebe, da auch er mit Gewinneinbußen infolge der Anreizregulierung und dem daraus resultierenden Erlöspfad rechnen müsste.

### Erste Regulierungsperiode

Für die Ermittlung des Ertragswertes und somit auch für die Netzkaufpreisbestimmung ist gemäß § 26 ARegV während der ersten Regulierungsperiode der Pfad der Erlösobergrenzen und damit die Kostensituation und die Effizienz des abgebenden Netzbetreibers insgesamt maßgeblich. Wenn die Erlösobergrenze z. B. durch Übernahme der genehmigten Netztarife (z. B. anhand des Absatzes [12]) abgegrenzt wird, sind aus Sicht eines potenziellen Übernehmers insbesondere diejenigen Netzgebiete attraktiv, die sich durch eine besonders kostengünstige Anlagenstruktur vom Gesamtgebiet abheben (z. B. Netze mit niedrigen Kapitalkosten und hoher Verdichtung). Diese Teil-

netze lassen sich mit niedrigeren spezifischen Kosten als das Gesamtnetz betreiben. Insbesondere in ineffizienten Gesamtnetzen erhöht die Übernahme eines „Filetstücks“ die Gewinnspanne des Übernehmers: Die Erlösobergrenzen sind in diesem Fall hoch, weil ihr kostenbasiertes Ausgangsniveau aus einem insgesamt kostenintensiven Gesamtnetz herausgetrennt wird. Tatsächlich stehen den Erlösen infolge der besseren Struktureigenschaften des Übernahmegebiets jedoch niedrige Kapital- und Betriebskosten gegenüber. Der Ertragswert des zu übernehmenden Netzes steigt durch diesen Effekt sowohl aus objektiver als auch aus subjektiver Sicht an. Hierdurch erhält der abgebende Netzbetreiber einen – zumindest teilweise – Ausgleich für die Herauslösung des strukturell günstigen Netzes. In den folgenden Regulierungsperioden tritt dieser Effekt jedoch nicht mehr auf, da das übernommene Netz explizit in der Genehmigung des neuen kostenbasierten Ausgangsniveaus beim Übernehmer entsprechend seiner Struktur berücksichtigt wird. Für den umgekehrten Fall, dass das übernommene Netz vergleichsweise ungünstig strukturiert ist, ergibt sich durch den dargestellten Effekt

eine Minderung des subjektiven und objektiven Ertragswertes.

Ein ähnlicher Effekt tritt ein, wenn der Veräußerer das Netz mit zu hohen Betriebskosten betreibt. Die Übertragung des daraus resultierend relativ hohen kostenbasierten Ausgangsniveaus in der ersten Regulierungsperiode hat zur Folge, dass das unwirtschaftlich betriebene Netz mit einem höheren Ertragswert bewertet wird als ein effizient betriebenes Netz. Dieser zunächst widersinnige Effekt wird dadurch verursacht, dass die Differenz zwischen den relativ hohen Betriebskosten des abgebenden Unternehmens (in der ersten Regulierungsperiode beim Übernehmer erlös wirksam) und den tatsächlich realisierbaren Betriebskosten des Käufers (kosten wirksam) in dem Ertragswert berücksichtigt wird. Der Übernehmer wäre in solchen Fällen grundsätzlich bereit, die Ineffizienzen und damit das hohe kostenbasierte Ausgangsniveau des abgebenden Unternehmens mit einem erhöhten Kaufpreis zu vergüten. Umgekehrt kann der bisherige Eigentümer eines kostenintensiv betriebenen Netzes höhere Verkaufserlöse erzielen als ein effizient wirtschaftendes Unternehmen.

Ähnlich verhält es sich, wenn ein bisher ineffizienter Erwerber für die Ermittlung des Kaufpreises seine individuellen Grenzkosten heranzieht. So kann ein ineffizienter Netzbetreiber bei der Bestimmung seiner Kaufpreisobergrenze überprüfen, inwieweit er individuelle Synergien in Form von Effizienzsteigerungspotenzialen nutzen kann (z. B. indem bei ihm bereits nicht ausgelastetes Personal zur Betriebsführung eingesetzt und/oder Ineffizienzen im Verwaltungsbereich abgebaut werden). In solchen Fällen könnte ein ineffizienter Erwerber überlegen, die Betriebskosten in der Kaufpreisfindung nur in Höhe seiner Grenzkosten anzusetzen, die durch die Übernahme des Netzes zusätzlich entstehen [13]. Dies führt dazu, dass ein ineffizienter Erwerber mit hohem Synergiepotenzial u. U. bereit ist, einen höheren Kaufpreis zu zahlen als andere potenzielle Erwerber, die nicht über die entsprechende individuelle Synergien in Form von Effizienzsteigerungspotenzialen verfügen. Im Ergebnis erhält z. B. ein Netzbetreiber einen zu hohen Kaufpreis, worin die Synergiepotenziale des Erwerbers enthalten sind (im Extremfall der Grenzpreis). Umgekehrt würde ein Veräußerer, der sein

Netz bisher effizient betrieben hat, dem nur ineffiziente Erwerber gegenüberstehen, keinen angemessenen Kaufpreis für sein Netz erhalten. Das ist ökonomisch widersinnig und entspricht auch nicht dem Sinn des Wettbewerbs um Netze, nämlich dass die angeschlossenen Netzkunden von der Effizienz des Veräußerers oder Erwerbers profitieren sollen. Auch ist der Übernehmer besser beraten, seine Ineffizienzen anderweitig abzubauen als zusätzliche Netze zu einem überhöhten Kaufpreis zu erwerben. Daraus lässt sich ableiten, dass für die Bestimmung des objektivierte Ertragswertes auf Erwerber- und auf Veräußererseite die gleiche Effizienz für die Ermittlung des Kaufpreises anzusetzen ist. Nur dann würde der Erwerber einen Kaufpreis an den Veräußerer zahlen, bei dem Letzterer einen angemessenen Wert für das abgegebene Netz erhält und Ineffizienzen seitens des Erwerbers nicht über den Zukauf von Netzen zu Lasten der Kunden abgebaut werden.

Inwieweit Synergien bei der Ermittlung des Netzkaufpreises im Sinne eines objektivierte Unternehmenswertes zu berücksichtigen sind, kann auch dem IDW-Standard S 1 vom 18.10.2005 entnommen werden. Danach sind nur unechte Synergien zu berücksichtigen, die dadurch gekennzeichnet sind, dass sie sich ohne Berücksichtigung der Auswirkungen aus dem Bewertungsanlass realisieren lassen oder durch eine nahezu beliebige Vielzahl von Partnern erzielbar sind [14]. Das entspricht auch dem Grundgedanken des Kaufering-Urteils, wonach kein subjektiver Ertragswert eines einzelnen oder weniger potenzieller Übernehmer heranzuziehen ist, sondern ein Ertragswert, der nach objektiven, für alle denkbaren Erwerber geltenden Kriterien zu ermitteln ist.

Die aus dem § 26 der ARegV resultierenden z. T. widersinnigen Effekte können nur dadurch aufgelöst werden, dass bei der Ertragswertermittlung z. B. die Betriebskosten mit der gleichen Effizienz wie beim abgebenden Unternehmens angesetzt werden. Die auf Ineffizienzen des Veräußerers zurückzuführende Gewinnspanne würde somit nicht in den Kaufpreis einfließen. In der Praxis scheitert diese Anwendung jedoch oft an mangelnder Kenntnis über die Effizienz und die daraus resultierenden Betriebskosten des Veräußerers (z. B. keine Bereitschaft des Veräußerers seine Betriebskosten offen zu legen). Sofern die erforderlichen Informationen nicht verfügbar sind, kann ersatzweise unterstellt werden, dass das abgebende Unternehmen das übergehende Netz bisher mit Betriebskosten auf Basis einer durchschnittlichen Effizienz betrieben hat. Der vereinfachte Ansatz einer durchschnittlichen

Effizienz steht jedoch nicht völlig im Einklang mit der obigen Überlegung des objektivierte Unternehmenswertes, wonach der Netzkaufpreis und damit auch die anzusetzenden Betriebskosten sich dadurch bestimmt, dass sich dieser Wertmaßstab für alle denkbaren Erwerber oder eine nahezu beliebige Vielzahl von Partnern realisieren lässt.

## Anmerkungen

[1] BGH, Urteil vom 16.11.1999 KZR 12/97.

[2] Vgl. IDW-Standard S 1 vom 18.10.2005, Tz. 41.

[3] Steinbach, Piet et al.: „Die Revenue Cap-Regulierung – Ein fertiges Konzept?“ in „et“ 9/2006, S. 32 ff.

[4] Unter dieser Position werden die so genannten aufwandsgleichen Kosten wie Personalkosten, Fremdleistungen, Materialkosten und sonstige Kosten zusammengefasst.

[5] Z. B. Anzahl der Umspannwerke und Stationen, Netzlänge je Spannungsebene, Zähler je Spannungsebene.

[6] Am 10.1.2008 wurden die Strukturdaten des Stromsektors erhoben. Der Abgabetermin der Strukturdaten des Gassektors war zum Redaktionsschluss noch nicht bekannt.

[7] Da es sich bei den abgebenden Unternehmen meistens um größere Netzbetreiber handelt, ist dies meistens der Fall.

[8] Gem. ARegV § 26 Abs (2) müssen die übergehenden Erlösobergrenzen von den beteiligten Netzbetreibern beantragt werden. Was geschieht, wenn sich die Parteien nicht einigen können und nach welchen Kriterien die Anteile berechnet werden, bleibt in der Verordnung offen.

[9] Als Ergänzung sollte zusätzlich eine kostenbasierte Entgeltkalkulation aus Sicht des neuen Netzbetriebs durchgeführt und zur Plausibilisierung bzw. zur Berechnung alter-

nativer Szenarien herangezogen werden. Differenzen zwischen übertragenen und kalkulierten Entgelten zeigen auf, ob das betroffene Netz teurer oder günstiger betrieben werden kann als das Gesamtnetz des abgebenden Unternehmens. Ursache für Abweichungen können strukturelle Unterschiede (z. B. Altersstruktur, Kompaktheit des Netzes) ebenso wie Unterschiede in der Betriebskosteneffizienz sein.

[10] = beeinflussbare Kosten + vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten.

[11] Die Abschreibungen und die EK-Verzinsung bilden einen wesentlichen Bestandteil der Gesamtkosten (Strom ca. 35 %, Gas ca. 49 %).

[12] Wie oben beschrieben enthält die ARegV keine Festlegungen über die Kriterien der Kostenabgrenzung.

[13] Darüber hinaus wird der Übernehmer prüfen, inwieweit sich die Effizienzwerte, die seinem Gesamtnetz für die zweite Regulierungsperiode zugewiesen werden, durch die Übernahme verändern und wie hoch die Erlöse sind, die er infolge der Netzübernahme zusätzlich erzielen kann. Im Extremfall kann der Übernehmer seine Effizienz durch das gewonnene Netzgebiet auf 100 % steigern. Seine genehmigten Kosten würden dann keiner Absenkung unterliegen, sondern in voller Höhe als Erlöse anerkannt werden.

[14] Vgl. IDW-Standard S 1 vom 18.10.2005, Tz. 44.

---

**Dr. W. Zander, Mitbegründer und geschäftsführender Gesellschafter, Dipl.Ing.-Wi.Ing. P. Steinbach, Berater, Dipl.-Wirtsch.-Ing. D. Hintze, Berater, BET Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH, Aachen**  
[info@bet-aachen.de](mailto:info@bet-aachen.de)