

Die Revenue Cap-Regulierung – Ein fertiges Konzept?

Piet Steinbach und Ralph Kremp

Die Bundesnetzagentur hat die anspruchsvolle und komplexe Aufgabe zu bewältigen, innerhalb weniger Monate ein Anreizregulierungssystem zu entwickeln. Schließlich soll auf der Basis des Berichts zur Einführung der Anreizregulierung, den die Bundesnetzagentur am 30. Juni 2006 veröffentlicht hat, eine entsprechende Rechtsverordnung bis Ende dieses Jahres vom Bundestag und Bundesrat verabschiedet werden. Es zeigt sich allerdings auch, dass der Bericht zur Anreizregulierung in vielen Punkten noch nicht abgeschlossen ist und weiterhin Fragen aufwirft. Der Schwerpunkt dieses Artikels liegt deshalb in der kritischen Kommentierung der im Bericht vorgeschlagenen Methodik zur Bestimmung des Reduktionspfads im Rahmen der Revenue Cap-Regulierung.

Die am Monopolmarkt ausgerichteten Netzbetreiber der deutschen Energiewirtschaft werden zur Begrenzung der Netznutzungsentgelte für die Bereitstellung von Strom- bzw. Gasnetzkapazitäten in den nächsten Jahren drei unterschiedliche Regulierungssysteme durchlaufen.

Überblick Regulierungskonzept

Im derzeitigen laufenden Genehmigungsverfahren der Netzentgelte für 2006 werden die Erlöse für den Transport und die Verteilung von Energie auf der Basis einer kostenbasierten Kalkulation inkl. einer festen Eigenkapitalrendite nach gesetzlich vorgegebenen (und z. T. kontrovers diskutierten) Methoden berechnet. Kostensenkungsmaßnahmen der Netzbetreiber werden auf diese Weise voll an die Kunden weitergereicht, ohne die Gewinnspanne der Unternehmen zu erhöhen. Aus preispolitischer Sicht besteht für die Betriebe somit kein Interesse daran, die Kosten zu reduzieren.

Auf der Basis des § 21a des Energiewirtschaftsgesetzes werden mit der Einführung der Anreizregulierung zum 1. Januar 2008 zwei weitere fundamentale Wechsel der Regulierungssysteme folgen. Erklärtes Ziel der Bundesregierung – vertreten durch die Bundesnetzagentur – ist es, eine „wettbewerbsanaloge Situation“ zwischen „effizienten Netzbetreibern“ herzustellen. Die Umsetzung soll in zwei Phasen erfolgen.

Während der ersten Anreizregulierungsphase, der sog. Revenue Cap-Regulierung, sollen die Netzentgelte durch die Vorgabe maximal zulässiger Umsatzerlöse sukzessive von den tatsächlichen individuellen Kosten der Unternehmen entkoppelt und Effizienzunterschiede zwischen den Unternehmen durch eine Angleichung aller Netzbetreiber an das Effizienzniveau des best-practice-Unternehmens abgebaut werden. Ausgehend von der Höhe der tatsächlichen Kosten zu Beginn der Regulierungsperiode folgen die Erlösobergrenzen einem Reduktionspfad, der umso steiler verläuft, je schlechter das durch die Behörde unter Anwendung verschiedener Analysemodelle errechnete Effizienzniveau

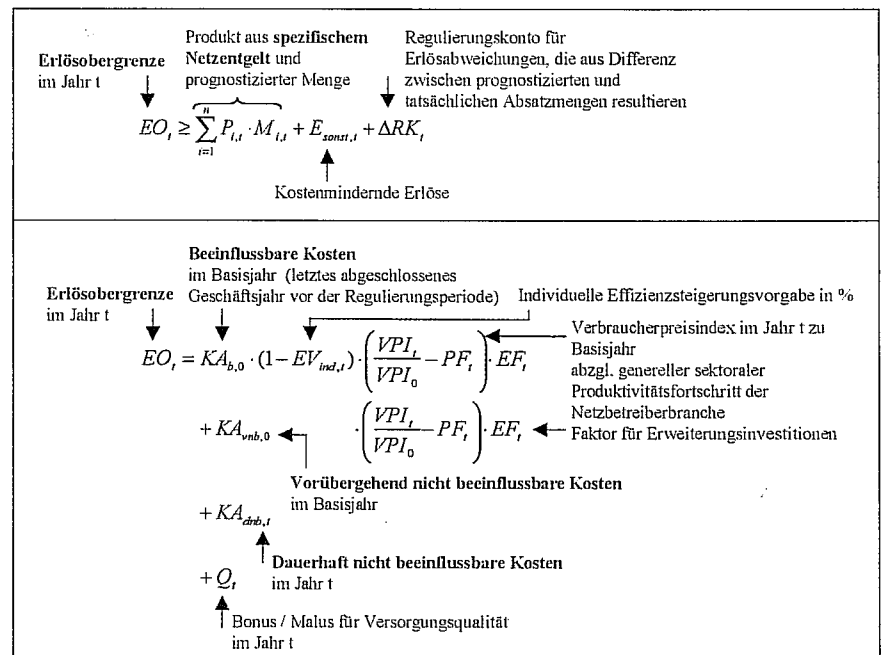


Abb. 1 Regulierungsformel

des jeweiligen Netzbetreibers ausfällt. Für den Abbau der Ineffizienzen im Bereich der Betriebskosten sieht die Bundesnetzagentur einen Zeitraum von drei Jahren vor. Die Kapitalkosten sollen innerhalb von sechs bis acht Jahren an das Niveau des Branchenprimus angeglichen werden. Darüber hinaus müssen alle Unternehmen ihre Erlöse zusätzlich um einen jährlichen Produktivitätssteigerungsfaktor reduzieren.

An die Revenue Cap-Regulierung schließt sich die sog. Yardstick-Competition an. Die Erlösvorgaben orientieren sich in diesem Regulierungssystem an der Kostenentwicklung aller Unternehmen innerhalb der Netzbetreiberbranche. So können z. B. die Kosten des durchschnittlich effizienten Unternehmens der Maßstab für die Erlösobergrenze sein (strukturelle Unterschiede zwischen den Unternehmen werden dabei durch Effizienzmessverfahren objektiviert). Um maximale Gewinne zu erzielen, versuchen die Netzbetreiber, ihre Kosten

möglichst weit unter das Durchschnittsniveau zu drücken. Jede erfolgreiche Kostensenkungsmaßnahme reduziert wiederum den Durchschnitt selbst und führt dazu, dass die zulässige Erlösobergrenze ohne äußere Vorgabe von Reduktionspfaden absinkt. Die schärfste Variante der Yardstick-Competition liegt vor, wenn nicht die Kosten des durchschnittlich effizienten Vergleichsunternehmens, sondern diejenigen des best-practice-Unternehmens mit vollständiger Effizienz den Maßstab für die Erlösobergrenzen bilden (sog. Frontier-Yardstick). Dieser Ansatz wird offensichtlich von der Bundesnetzagentur favorisiert [1].

Die Regulierungsformel

Mit der im Bericht zur Einführung der Anreizregulierung enthaltenen Regulierungsformel wird ein Rechenalgorithmus zur Bestimmung des Reduktionspfads für die Erlösobergrenze aufgestellt (Abb. 1 unten). Die mit Hilfe der Formel ermittelte Erlösobergrenze umfasst

den Betrag, der innerhalb des jeweiligen Betrachtungsjahres maximal durch Netzentgelte und sonstige Erträge (sog. „kostenmindernde Erlöse“ wie z. B. aktivierte Eigenleistungen, Auflösung von Baukostenzuschüssen, Nebengeschäfte) verdient werden darf. Kurzfristige mengenbedingte Abweichungen zwischen zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen werden auf ein sog. Regulierungskonto verbucht, das spätestens im Folgejahr ausgeglichen werden muss (Abb. 1 oben).

Die unternehmensindividuellen Kosten bilden die Grundlage für die Berechnung der Erlösobergrenze. Wie im heutigen System der Kostenregulierung werden sie einem Genehmigungsverfahren durch die Bundesnetzagentur und die zuständigen Landesregulierungsbehörden unterzogen. Um unterschiedliche Aktivierungspraktiken zu berücksichtigen und um Investitionshemmnisse zu verhindern, ist zudem die Einführung eines sog. „technisch-wirtschaftlichen Anlagenregisters“ geplant, in dem alle physisch vorhandenen Anlagen abgebildet werden sollen. Anlagen, die bereits abgeschrieben oder nicht aktiviert worden sind, sollen durch sog. „Standardkosten“ im Rahmen des Effizienzvergleichs kalkulatorisch berücksichtigt werden.

Die Gesamtkosten der Unternehmen werden von der Behörde in drei Gruppen unterteilt. Je nach Gruppe werden die Kosten mit unterschiedlichen Reduktions- und Erweiterungsfaktoren versehen und tragen auf diese Weise voll oder teilweise zur Bestimmung der Erlösobergrenze bei. Im Folgenden werden die Kostengruppen sowie ausgewählte Faktoren näher beschrieben:

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ($KA_{dnb,t}$)

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten können von den Netzbetreibern weder durch Effizienzverbesserungsmaßnahmen noch durch Veränderung der strukturellen Rahmenbedingungen verändert werden. Berechtigterweise erhöhen sie daher in vollem Umfang (ohne Ansatz von Reduktionsfaktoren) die Erlösobergrenze. Gegenstand viel geäußelter Kritik ist hingegen die Zusammensetzung der Kostenanteile, die in diese Gruppe einfließen. Sie beinhaltet

- staatlich veranlasste Kosten (Steuern und Abgaben),
- Kosten vorgelagerter Netzbetreiber und

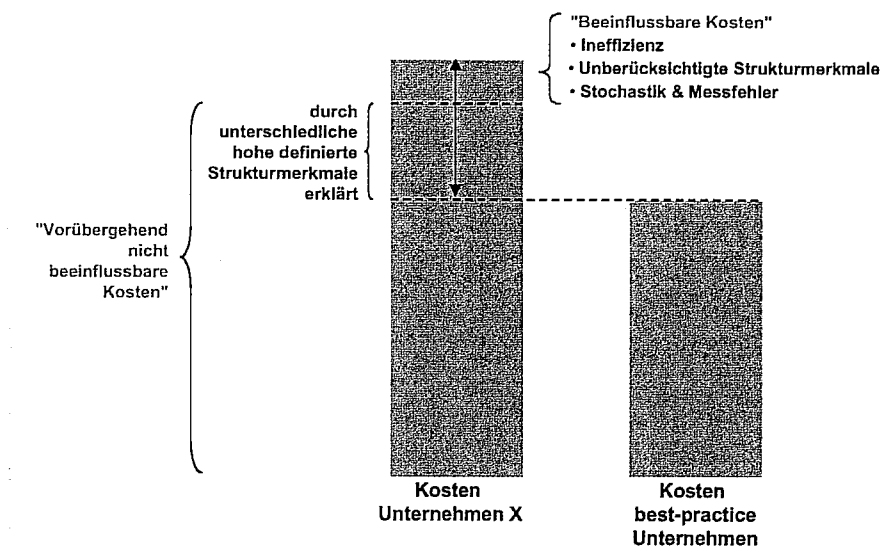


Abb. 2 Vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten

- Energiebeschaffungskosten für Ausgleichsleistungen.

Die aus Altinvestitionen resultierenden Abschreibungen, deren Gesamthöhe durch vergangene Investitionsentscheidungen determiniert ist und von den Unternehmen weder kurzfristig noch dauerhaft beeinflusst werden kann, werden in dieser Aufstellung nicht berücksichtigt. Im kapitalintensiven Geschäft der Netzbetreiberbranche wirkt sich dieses retrospektive Anreizsystem für Investitionen vergangener Zeiträume (angesichts der langen Lebensdauer von Anlagen der Energiewirtschaft sind dies z. T. mehr als 55 Jahre) auf einen erheblichen Teil der Gesamtkosten aus.

Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten ($KA_{vnb,0}$)

Auf den nach Abzug der oben beschriebenen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten verbleibenden Kostenblock werden von der Bundesnetzagentur drei unterschiedliche Effizienzmessverfahren angewandt. Im Einzelnen sind dies die:

- Stochastic Frontier Analysis (SFA) als parametrische Methode,
- Data Envelopment Analysis (DEA) als nichtparametrische Methode und
- Referenz- und Modellnetzanalyse als analytische Kostenmodelle

Mit Hilfe der Modellrechnungen wird ein Teil dieses Kostenblocks durch vorab definierte

Kostentreiber begründet. Diese auf exogene, vom Netzbetreiber nicht steuerbare strukturelle Rahmenbedingungen (wie z. B. Zählerpunkte, geographische Fläche, Jahreshöchstlast) zurückzuführenden Kosten sind die vermeintlich effizienten Kosten des betrachteten Unternehmens. In der Begriffswelt des Berichts werden sie als „vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten“ bezeichnet. Die Ermittlung erfolgt durch einen Kostenvergleich mit dem best-practice-Unternehmen, wobei der Anteil der Kostenabweichung, der auf unterschiedliche Strukturmerkmale bzw. Output-Parameter zurückzuführen ist, objektiviert wird. Die vorübergehend beeinflussbaren Kosten setzen sich somit zusammen aus den Kosten des Referenzunternehmens zzgl. der darüber hinausgehenden zusätzlichen Kosten, sofern diese durch äußere Einflüsse erklärt sind. (Vgl. Abb. 2)

In der Regulierungsformel erfolgt die Berechnung durch Multiplikation der Gesamtkosten im Basisjahr [2] mit den in % angegebenen individuellen Effizienzwerten des jeweiligen Netzbetreibers [3]. Von den unterschiedlichen Effizienzwerten aus drei Messverfahren fließt das jeweils beste Ergebnis zugunsten der Netzbetreiber in die Berechnung ein (sog. best-Abrechnung).

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten werden zu Beginn der Regulierungsperiode auf der Basis der Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres (t_0) für mehrere Jahre festgesetzt. Sie sind keinen individuellen Effizienzsteigerungsvorgaben, wohl aber einer allgemeinen Produktivitätssteigerungsrate unterworfen.

Der Entwicklung der Kosten durch Netzerweiterungen und Inflationseffekte sowie der sukzessiven Reduzierung der aus den Kosten abgeleiteten Erlösobergrenzen durch Produktivitätsvorgaben während der Regulierungsperiode soll durch drei Faktoren Rechnung getragen werden:

1. Inflation $\frac{VPI_t}{VPI_0}$:

Zur Berücksichtigung eines Ausgleichs der allgemeinen Geldentwertung und des gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts wird der durch das Statistische Bundesamt erhobene Verbraucherpreisindex herangezogen.

2. Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt PF_t :

Dieser Faktor beschreibt die Differenz zwischen dem Produktivitätsfortschritt der Gesamtwirtschaft zu dem der Energienetzbranche. Die Bundesnetzagentur vermutet, dass der Sektor der Netzbetreiber einen zusätzlichen Produktivitätsfortschritt erzielen kann, der über den der Gesamtwirtschaft hinausgeht. Sie begründet diese Überlegung damit, dass die bestehende „nicht-regulierte“ Monopolmarktsituation zukünftig nicht mehr fortbesteht und durch eine simulierte Wettbewerbssituation ersetzt wird. Dabei lässt die Behörde außer Acht, dass insbesondere privatisierte Energieversorger zur Erfüllung der Renditeerwartungen ihrer Investoren bereits seit geraumer Zeit unter Kostendruck wirtschaften und zu einer rationalen Betriebsführung verpflichtet sind. Letztendlich kann nur eine anhand plausibler Daten quantifizierte Prognose eindeutig belegen, ob der Produktivitätsfortschritt der Netzbetreiber größer oder kleiner ist als der der Gesamtwirtschaft.

Der sektorale Produktivitätsfortschritt wird rechnerisch ermittelt durch den Vergleich der Faktorproduktivität der Energiewirtschaft und der Gesamtwirtschaft sowie dem Verhältnis der damit korrespondierenden Input-Preise. In der Entwurfsfassung des Berichts zur Anreizregulierung ist ein Prozentsatz i. H. v. 2,54 % angesetzt worden. Die diesem Prognosewert zugrundeliegende Datenbasis ist unvollständig und die angewandte Berechnung weist methodische Fehler auf. In der abschließenden Fassung des Berichts wurde der Wert aufgrund massiver Kritik revidiert. Unter Verweis auf internationale Erfahrungen empfiehlt die Bundesnetzagentur nunmehr einen Prozentsatz zwischen 1,5 % und 2 %. Berechnungen der BET zeigen, dass auch deutlich niedrigere Ansätze für den sektoralen Produktivitätsfortschritt gerechtfertigt sein

können. Es bleibt abzuwarten, welche Basis für die Ermittlung des Wertes herangezogen wird und zu welchem Ergebnis die Bundesregierung im Rahmen der Festsetzung der Anreizregulierungsverordnung gelangt.

3. Erweiterung EF_t :

Zusätzliche Kosten, die während der Regulierungsperiode durch Strukturveränderungen (z. B. Erschließung neuer Versorgungsgebiete) entstehen, sind in den Kosten des Basisjahres nicht berücksichtigt. Um dieser Problematik Rechnung zu tragen, hat die Bundesnetzagentur einen sog. Erweiterungsfaktor vorgesehen, der aus gewichteten Einzelfaktoren je Netzebene gebildet wird. Im Einzelnen sind dies für die jeweiligen Spannungsebenen von Stromnetzen bzw. für die Gesamtheit von Gasnetzen die prozentuale Änderung der versorgten Fläche und der versorgten Anschlusspunkte (jeweils mit 50 % gewichtet). Für die einzelnen Umspannebenen bzw. die Gesamtheit aller Regelanlagen wird die prozentuale Änderung der Lasthöhe angesetzt. Die Einzelfaktoren werden mit dem Kostenanteil der jeweiligen Ebene an den Gesamtkosten gewichtet.

Beeinflussbare Kosten ($KA_{b,0}$)

Die aus diesem Teil der Gesamtkosten abgeleitete Erlösobergrenze wird über einen Zeitraum von sechs bis acht Jahren auf Null abgesenkt. Die beeinflussbaren Kosten umfassen neben den Kosten, die tatsächlich durch ineffiziente Betriebsführung verursacht werden, insbesondere auch diejenigen Kosten, die im Rahmen der Effizienzmessung nicht methodisch durch definierte Kostentreiber erklärt werden können (siehe Abb. 2).

Dieser Anteil ist nicht zwingend auf eine ineffiziente Betriebsführung zurückzuführen. Je besser die Kostentreiber die Versorgungsaufgabe beschreiben, desto genauer können die ineffizienten Kosten abgegrenzt werden. Die festgesetzten Erlösobergrenzen hängen somit in starkem Maße von der Wahl der Methoden, der darin verwendeten In- und Outputgrößen sowie ihrer Parametrierung ab. Das dazu vorgeschlagene Konzept wirft noch einige Fragen auf und gibt in mehreren Punkten Anlass zu Kritik, die im unteren Abschnitt dieses Artikels näher beschrieben wird.

Rechnerisch ergeben sich die beeinflussbaren Kosten aus dem Produkt der Gesamtkosten im Basisjahr [4] und den gemessenen prozentualen Ineffizienzwerten des jeweiligen Netzbetreibers [5]. Innerhalb der

beeinflussbaren Kosten werden Betriebskosten (OPEX [6]) und Kapitalkosten (CAPEX [7]) separat betrachtet. Die Absenkung des OPEX-Anteils über einen Zeitraum von drei Jahren und des CAPEX-Anteils über sechs bis acht Jahre ist in Abb. 3 dargestellt. Die Unterscheidung von OPEX- und CAPEX-Ineffizienzen setzt zunächst eine differenzierte Erhebung der Ineffizienzwerte voraus. Der in der Regulierungsformel zur Angleichung der individuellen Effizienzen enthaltene Reduktionsfaktor ($1-EV_{ind,t}$) sinkt jedes Jahr ab, bis er den Wert Null erreicht hat. $EV_{ind,t}$ wird zunächst rechnerisch ermittelt (siehe (1)) und im Anschluss daran von der Bundesnetzagentur „unter Berücksichtigung der in Verwaltungs- und Beschlusskammerverfahren vorgebrachten, höchst individuellen wesentlichen Besonderheiten und ihrer Überprüfung durch die Regulierungsbehörde als Effizienzvorgabe festgelegt“.

$$EV_{ind,t,inh} = \left(\frac{IE_{OPEX}}{IE_{OPEX} + IE_{CAPEX}} \right) \cdot \min\left(\frac{t}{3}, 1\right) + \left(\frac{IE_{CAPEX}}{IE_{OPEX} + IE_{CAPEX}} \right) \cdot \frac{1}{6 \text{ bis } 8} \quad (1)$$

Angesichts der seit Jahren etablierten Betriebsführungskonzepte für Wartung, Instandhaltung und Erneuerung erscheint die Zeitspanne von drei Jahren für die Absenkung der OPEX zu kurz. Umstellungen erfordern einen erheblichen organisatorischen Aufwand und wirken sich aufgrund langjähriger Wartungszyklen über kurzfristige Zeiträume nicht aus. Hinzu kommt, dass die Personalkosten einen erheblichen Anteil der OPEX ausmachen. Diese aber können infolge arbeitsrechtlicher und tariflicher Restriktionen nicht beliebig gekürzt werden und unterliegen selbst bei Kürzungsmöglichkeiten einer zeitlich oftmals langen Durchsetzungsphase.

Ähnlich verhält es sich mit der CAPEX-Reduzierung. Wie oben schon erwähnt, sind die Kapitalkosten von Altanlagen erst nach Beendigung der Abschreibungsdauer beeinflussbar. Hinzu kommt, dass Restrukturierungsmaßnahmen an Anlagen mit technischen Nutzungsdauern, die weit über 50 Jahren liegen können, und die Erneuerung von Netzkonzepten, die historisch gewachsen sind, sich nach technisch-physikalischen Vorgaben richten und darüber hinaus einem Kontrahierungszwang und vielen anderen rechtlichen Restriktionen genügen müssen, eine mittel- bis langfristige Realisierungsphase in Anspruch nehmen. Innerhalb eines Zeitraums von sechs bis acht Jahren sind bei gleichbleibender Erfüllung der Versorgungsaufgabe keine merklichen Kapitalkostenreduzierungen zu erwarten.

Kritikpunkte zu den Benchmark-Verfahren

Konvergenz der Ergebnisse:

Die von der Behörde geplante Kombination mehrerer Methoden zum Zweck eines „komplementären Benchmarking“ ist begrüßenswert. Erhebliche Bedenken bereitet allerdings die im Kapitel 12 und 13 des Berichts beschriebene Auswahl der einzelnen Kostentreiber und die Ausgestaltung der Modelle, die offensichtlich mit dem Ziel einer Ergebniskonvergenz der drei unterschiedlichen methodischen Ansätze vorgenommen worden sind. Natürlich ist es erfreulich, wenn sich nach Abschluss der Modellformulierung, -parametrierung und -prüfung nach den jeweils relevanten Verfahren herausstellt, dass die Ergebnisse der Modelle übereinstimmen. Dies bedeutet aber keinesfalls, dass sich die Modellierung völlig unterschiedlicher methodischer Ansätze im Umkehrschluss ausschließlich an der Übereinstimmung der Ergebnisse orientieren darf. Die Frage der Effizienz ist grundsätzlich im Unternehmen begründet. Kommen die Verfahren zu unterschiedlichen Ergebnissen, so sind die Messverfahren noch nicht

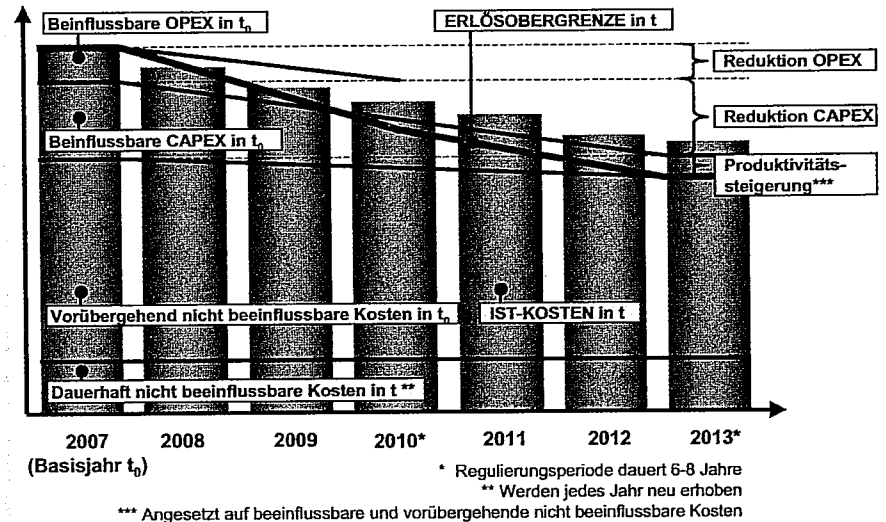


Abb. 3 Reduktionspfade

hinreichend ausgestaltet. Ergebniskonvergenz der Verfahren sollte somit vielmehr das Ergebnis einer sachgerechten Effizienzmessung und nicht die Voraussetzung für

deren Parametrierung sein. Der Zweck des komplementären Benchmarking würde auf diese Weise ad absurdum geführt.



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

AACHEN | HAMM | LEIPZIG

BET Aachen
Theatersstraße 58-60
D-52062 Aachen
Telefon +49.(0)241.47 062-0
Telefax +49.(0)241.47 062-60
E-Mail info@bet-aachen.de
Internet www.bet-aachen.de

BET Büro Hamm
Rotdornschiele 23
D-59063 Hamm
Telefon +49.(0)2381.45 0076
Telefax +49.(0)2381.45 0057
E-Mail info@bet-hamm.de
Internet www.bet-hamm.de

BET Büro Leipzig
Karl-Liebknecht-Straße 64
D-04275 Leipzig
Telefon +49.(0)341.30 501-0
Telefax +49.(0)341.30 501-49
E-Mail info@bet-leipzig.de
Internet www.bet-leipzig.de

Integriertes Modell:

Die Bundesnetzagentur sieht ein integriertes Modell vor, in dem alle Verteilnetzbetreiber – unabhängig von ihrer Größe und ihres Anlagenbestands – gemeinsam untersucht werden. Diese Vorgehensweise ist alarmierend, denn sie führt insbesondere bei Anwendung der Data-Envelope-Analysis (DEA) zu einer systematischen Benachteiligung kleiner und mittelständischer EVU. Die Ursache liegt darin, dass eine Vielzahl (fünf von insgesamt 12) von Output-Parametern aus der Hochspannungsebene verwendet wird, die von kleineren Unternehmen schlichtweg nicht betrieben wird. In diesen Output-Dimensionen ist es den betroffenen Netzbetreibern von vorneherein unmöglich, Effizienzscores zu realisieren.

Hinzu kommen konkrete praktische Hindernisse in der Umsetzung der Analyse. In Untersuchungen der BET wurde aufgezeigt, dass DEA-Modelle bei einer großen Streuung der Strukturmerkmale der betrachteten Unternehmen keine belastbaren Ergebnisse liefern und äußerst empfindlich auf die Wahl der Eingangsparameter und Modellannahmen reagieren. Das Verfahren erfüllt unter der Randbedingung eines integrierten Ansatzes nicht das vom Gesetzgeber geforderte Kriterium der Robustheit.

Absolute Größen:

Die Behörde verwendet in den Benchmark-Modellen ausschließlich absolute Größen (z. B. €, Zählpunkte, Fläche, Last). Dies hat in der Stochastic Frontier Analysis (SFA) zur Folge, dass die Stützbereiche (Wertebereiche der Kostentreiber) und die Streuung der Kosten sehr groß werden. Auf diese Weise bilden sich Gruppen von Versorgungsunternehmen unterschiedlicher Größenkategorien (sog. Mischkollektive), deren Strukturparameter und Output-Größen weit auseinanderliegen. Dieser Effekt führt zu einem hohen Bestimmtheitsmaß, das die Modellgüte, die es beschreiben soll, nicht mehr widerspiegelt.

Durch die oben beschriebene Integration aller EVU in einem Modell wird der Effekt weiter verstärkt. Eine Gruppe mehrerer Hundert kleiner Netzbetreiber beeinflusst das Modell u. U. weniger als eine einstellige Zahl großer Netzbetreiber. Separate Kostenfunktionen, die ausschließlich die Verhältnisse innerhalb der einzelnen Mischkollektive abbilden, weichen i. d. R. erheblich von der Gesamtfunktion ab.

Wegen der verfälschten Messergebnisse bei Verwendung absoluter Größen greift die BET in eigenen Effizienzmessverfahren ausschließlich auf spezifische Größen (z. B. €/km

Leitungslänge oder Absatzdichte in GWh/km²) zurück. Eine Variation aller sinnvollen Kombinationen von In- und Outputgrößen in der Regressionsanalyse mit einer Grundgesamtheit von ca. 70 Strom- und ca. 40 Gasnetzbetreibern führte zu dem Ergebnis, dass die Verwendung absoluter Größen zwangsläufig ein Bestimmtheitsmaß nahe eins zur Folge hat. So ergab beispielsweise ein Ansatz mit der Arbeit als Kostentreiber und den Kosten als Outputvariable einen Korrelationskoeffizienten i. H. v. 0,94. Das würde bedeuten, dass es nur noch 6 % unterschiedlicher Ausprägungen von Netzkosten geben kann, die durch den Einbezug zusätzlicher Strukturmerkmale abbildbar sind. Dass dieses Ergebnis angesichts der weiterhin in Frage kommenden Einflussgrößen (z. B. Leistung, Einwohner, Zähler, Fläche, Hausanschlüsse) nicht stimmen kann, liegt auf der Hand, zumal die Wahl der Kostentreiber austauschbar ist. Alternativ zur Arbeit kann nahezu jeder Faktor eingesetzt werden. Alle Varianten, in denen absolute Größen verwendet werden, liefern unverhältnismäßig hohe Bestimmtheitsmaße. Der systematische Fehler wird dadurch verursacht, dass mit den Kosten und den Betriebsmitteln zwei Parameter aufeinander abgebildet werden, die jeweils den gleichen Gegenstand – nämlich die Unternehmensgröße – beschreiben.

Absatzdichte:

Im Auftrag der Bundesnetzagentur hat Consentec unter Anwendung von Modellnetzanalysen ein Gutachten über den Einfluss unterschiedlicher Kostentreiber erarbeitet. Darin wird u. a. für die Kennzahl Absatzdichte attestiert, dass in optimierten Netzen höhere Kosten aus zunehmender Absatzdichte resultieren. Die Konzentration einer bestimmten Absatzmenge auf eine kleine Fläche hat demnach eine höhere Kostenwirkung zur Folge als eine großflächige Lastverteilung. Dieses Untersuchungsergebnis wird insbesondere im DEA-Modell falsch umgesetzt. Hier werden Zähler und Nenner der Kennzahl separat betrachtet und in Form absoluter Größen als Output-Parameter angesetzt. Demzufolge wird der empfohlene Wirkungszusammenhang der Absatzdichte bzw. der damit hoch korrelierenden Zähler- oder Lastdichte in der DEA-Umsetzung umgekehrt: Da die Fläche als Output-Parameter enthalten ist, erhält derjenige Netzbetreiber einen besseren Effizienzwert, der bei ansonsten gleichen Parameter- und insbesondere Kostenwerten über die höhere Fläche verfügt. Ist die von Consentec aufgestellte These jedoch richtig, müsste dieser zu einem niedrigeren Effizienzwert kommen, da zu einer effizienten Versorgung ein niedrigeres Kostenniveau ausreichend wäre.

Keine Tiefbauparameter:

Die fehlende Berücksichtigung von Tiefbauparametern kann vor allem für kleine Unternehmen schwerwiegende Nachteile zur Folge haben: Die Bodenverhältnisse, Grabenoberflächen und Regelungen zur Kostenantragung bei Tiefbauarbeiten sind von Gemeinde zu Gemeinde stark unterschiedlich und haben gleichzeitig erhebliche Auswirkungen auf die Kosten des Netzbaus. Bei kleinen Unternehmen fehlt die Durchmischung unterschiedlicher Gebiete, weshalb ungünstige Strukturen in einem kleinen Gebiet erheblich auf die Gesamtkosten durchschlagen. Es ist daher dringend geboten, diese Parameter bei der Effizienzmessung zu berücksichtigen.

Exogene Variablen:

Die Netzkosten hängen direkt vom Volumen und der Dimensionierung der Betriebsmittel ab. Vor diesem Hintergrund ist es ein äußerst schwieriges Unterfangen, die Kosten ausschließlich auf rein exogene Kostentreiber zurückzuführen. Durch diese Prämisse sind zwangsweise Fehlerquellen und Unsicherheiten in den Analysemodellen enthalten. Nach Abwägung des Risikos einer Fehlsteuerung durch falsche oder unangemessene Kostentreiberwahl erscheint es sinnvoller, die Versorgungsaufgabe durch das bestehende Mengengerüst der Anlagen zu beschreiben und den Umstand, dass Leitungslängen, Stationszahl und -dimensionierung in kleinen Bandbreiten unter den gegebenen technischen Restriktionen teilweise beeinflusst werden können, in Kauf zu nehmen. Das Risiko, dass diese Vorgehensweise die regulatorischen Vorgaben aushebelt, erscheint wegen der geringen Anzahl an Freiheitsgraden, die die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber und die technischen Rahmenbedingungen zulassen, gering. Zudem darf nicht außer Acht gelassen werden, dass wichtige Faktoren existieren, die zu einem überwiegenden Teil exogen und nur zu einem kleinen Teil endogen sind. Beispielsweise können in Versorgungsnetzen mit gleicher Fläche und Zählerzahl sehr unterschiedliche Netzlängen für die Versorgung erforderlich sein. So hängt die Leitungslänge z. B. in starkem Maße davon ab, ob die Besiedlung auf einen Ortskern konzentriert oder gleichmäßig über die Fläche des Versorgungsgebiets verteilt ist. Endogene und exogene Größen lassen sich nicht scharf voneinander abgrenzen. Zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe ist der Ansatz von teilweise endogenen Parametern unabdingbar, deren Grad der Beeinflussbarkeit durch technische Restriktionen begrenzt ist.

Gemeinsame Lösungen finden

Angesichts der anspruchsvollen und komplexen Aufgabe, innerhalb weniger Monate ein Anreizregulierungssystem zu entwickeln, ist die Arbeit der Bundesnetzagentur zunächst einmal anzuerkennen. Es zeigt sich allerdings auch, dass der Bericht zur Anreizregulierung in vielen Punkten noch nicht abgeschlossen ist und weiterhin Fragen aufwirft. Vor diesem Hintergrund bleibt zu hoffen, dass im Zuge der Verabschiedung einer Rechtsverordnung weitere Diskussionen ermöglicht und die erforderlichen Korrekturen unter aktiver Einbeziehung der Branchenteilnehmer vorgenommen werden.

Anmerkungen

[1] Vgl. Satz 175 im Bericht zur Anreizregulierung.

[2] Abzgl. der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

[3] Die im Bericht enthaltene Formel weist einen Maximalwert für die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten aus (Abs. 352). Eine zusätzliche Verlagerung der Kostenaufteilung von den vorübergehend beeinflussbaren zu den beeinflussbaren Kosten ist somit rechnerisch möglich. Dies hätte eine zusätzliche Reduktion der Erlösobergrenzen zur Folge. Im Bericht bleibt offen, in welchen Fällen solche zusätzliche Verlagerungen erfolgen sollen.

[4] Abzgl. der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

[5] Dabei gilt: Effizienzwert + Ineffizienzwert = 1. Die im Bericht enthaltene Formel weist einen Mindestwert aus.

[6] Operational Expenditure.

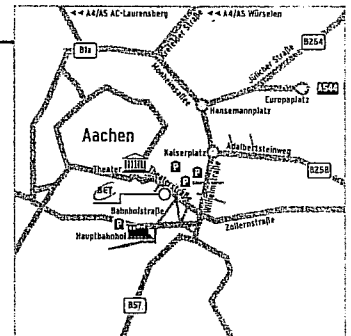
[7] Capital Expenditure.

Dipl.-Ing. Dipl.-Wi.-Ing. P. Steinbach, Dipl.-Kfm. R. Kremp, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

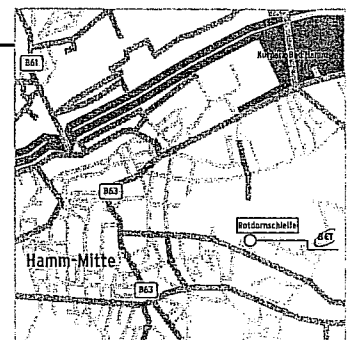
piet.steinbach@bet-aachen.de

ralph.kremp@bet-aachen.de

BET Aachen



BET Büro Hamm



BET Büro Leipzig

