

Wettbewerb um Produktivitätswachstum

Ein Beitrag zur Ausgestaltung einer nachhaltigen Anreizregulierung für die deutsche Energiewirtschaft

Jens Büchner, Bonn; Serena Hesmondhalgh, London

Das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sieht die Einführung einer Anreizregulierung für die deutsche Strom- und Gaswirtschaft vor. Durch das EnWG und die dazugehörigen Strom- und Gasnetzentgeltverordnungen (StromNEV bzw. GasNEV) werden bereits einige Grundzüge der Anreizregulierung und Grundsätze für einen Unternehmensvergleich festgelegt. Ein weiter ausgearbeitetes und in sich konsistentes Konzept zur Anreizregulierung soll durch die Bundesnetzagentur innerhalb von nur zwölf Monaten entwickelt werden. Für die Fernleitungsstufe in der Gaswirtschaft ist dabei eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltbildung – und damit auch von der Anreizregulierung – zulässig, wenn ein wirksamer bestehender und potenzieller Transportwettbewerb nachgewiesen wird. Im vorliegenden Artikel stellen die Autoren ein mögliches Konzept vor, das auf einer Auswertung der mittlerweile gewonnenen, umfangreichen internationalen Erfahrung beruht und daraus auf Deutschland übertragbare Elemente zur Regulierung von Strom- und Gaswirtschaften ableitet.

Historie der Anreizregulierung

Bereits in den späten siebziger und frühen achtziger Jahren wurde in der amerikanischen Stromwirtschaft eine erste Weiterentwicklung der traditionellen Renditeregulierung eingeführt. Kenngrößen der Unternehmen wurden untereinander verglichen, um daraus Vorgaben für die Unternehmen abzuleiten. Eine Über- bzw. Unterschreitung dieser Vorgaben führte zu finanziellen Konsequenzen und damit zu unterschiedlich hohen Gewinnen für die Unternehmen.

quenzen und damit zu unterschiedlich hohen Gewinnen für die Unternehmen.

Anfang der neunziger Jahre führte Stephen Littlechild auf Basis der Erfahrung in der Telekommunikationswirtschaft eine wesentlich radikalere Form der Regulierung ein. Er legte die Erlöse eines Unternehmens auf Basis der bekannten „RPI-X“-Formel für die Dauer einer Regulierungsperiode fest. Netzbetreiber, die in der Lage waren, ihre Kosten stärker als die zulässigen Erlöse zu reduzieren, konnten die Gewinne aus den Einsparungen bis zum Ende der Regulierungsperiode behalten. Die Kapitalkosten wurden allerdings wegen ihrer zeitlich begrenzten Beeinflussbarkeit, ihrer schwierigen Vergleichbarkeit und insbesondere auf Grund der durch die Obergrenzenverfahren erzeugten Anreize für kurzfristige Kosteneinsparungen weniger radikal reguliert.

Wenig später wurde das von Littlechild eingeführte Obergrenzenverfahren zur Regulierung der Betriebskosten von anderen Regulierungsbehörden, u. a. in Norwegen und den Niederlanden, übernommen und auf die Gesamtkosten angewendet. Den daraus resultierenden Anreiz zur Unterinvestition versuchte man durch die Berücksichtigung von Qualitätskenngrößen zu begegnen. In Norwegen wurden z. B. die Kosten für

nicht gelieferte Energie bei der Effizienzbewertung mitberücksichtigt. In den Niederlanden verglich man die Ausfalldauern und übersetzte die Ergebnisse in monetäre Werte. Das Verfahren wurde allerdings bis heute noch nicht in die Praxis umgesetzt. Zurzeit liegt deshalb noch keine ausreichende Erfahrung vor, um beurteilen zu können, ob durch eine integrierte Preis- und Qualitätskontrolle die starken Anreize zur Unterinvestition kompensiert werden können.

Da auch die Effizienz der Unternehmen bei einem Gesamtkostenvergleich nicht ausreichend genau bestimmt werden kann, wurden die Effizienzergebnisse der Netzbetreiber in Norwegen in Klassen eingeteilt. Die Probleme einer akkuraten Effizienzbeurteilung werden dadurch allerdings nur zum Teil gemildert.

In den Niederlanden wurde deshalb 2003 ein weiterer richtungsweisender Schritt in der Regulierung von Stromnetzbetreibern begangen. Nachdem der erste Anlauf einer Obergrenzenregulierung mit individuellen Vorgaben zur Produktivitätssteigerung aus juristischen Gründen gescheitert war, ergab sich die Notwendigkeit einer einvernehmlichen Lösung zwischen Behörde und regulierten Unternehmen. Im Ergebnis einigte man sich darauf, dass die Netzentgelte entsprechend des **durchschnittlichen**

Überblick:

Die Autoren entwickeln nach Einführung in Stand und Zielsetzungen der Anreizregulierung ein nachhaltiges Modell für den deutschen Energiemarkt. Der ganzheitliche Ansatz beinhaltet sowohl einen Anreizmechanismus für Kapitalkosten auf Basis unternehmensspezifischer Investitionsbudgets als auch für Betriebskosten auf der Grundlage des durchschnittlichen Produktivitätswachstums sowie last, but not least ein Startmodell zur schnellen Einführung.

Dr. J. Büchner, Geschäftsführer der E-Bridge Consulting GmbH, Bonn; Dr. S. Hesmondhalgh, Principal der The Brattle Group Ltd., London
www.e-bridge.de; www.brattlegroup.com

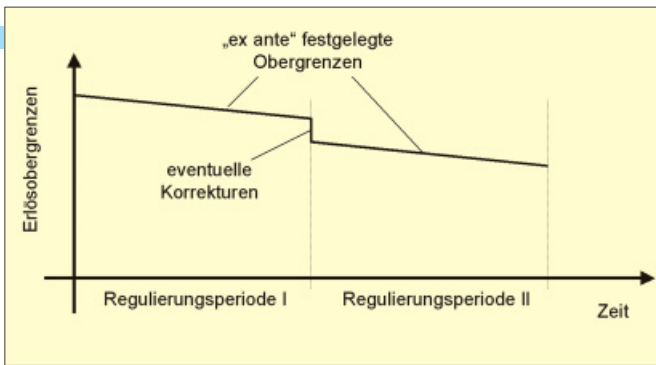


Bild 1: Vereinfachtes Schema einer Obergrenzenregulierung

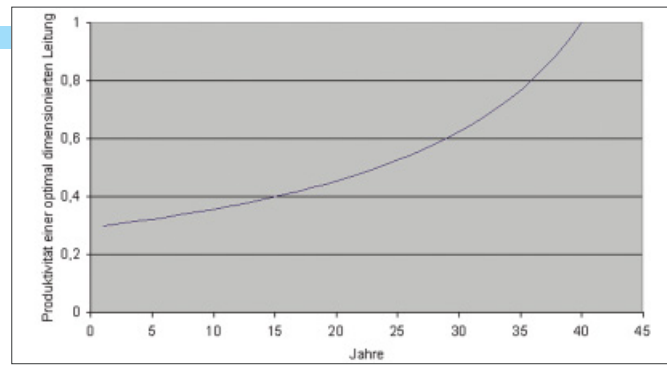


Bild 2: Entwicklung der Produktivität einer Leitung während ihrer Lebensdauer

Produktivitätswachstums der Branche gekürzt werden. Ein Effizienzvergleich entfällt damit grundsätzlich. Er ist nur zu Beginn der Anreizregulierung erforderlich, um die anfänglichen Effizienzunterschiede identifizieren und faire Ausgangsbedingungen zu schaffen. Das **durchschnittliche Produktivitätswachstum** lässt sich leichter bestimmen als aus Effizienzergebnissen abgeleitete individuelle Produktivitätsvorgaben. Das Regulierungssystem in den Niederlanden verspricht deshalb mehr Stabilität und damit verstärkten Wettbewerb unter den Netzbetreibern, der schließlich zu erhöhtem Produktivitätswachstum und sinkenden Netzentgelten führen soll.

Wesentliche Ziele der Anreizregulierung

Die Regulierung der Netzbetreiber dient der Gewährleistung effizienter Netzentgelte. Die Entgelte dürfen die Kosten effizienter Leistungsbereitstellung nicht überschreiten. Die Regulierungsbehörde muss also Effizienz und Produktivitätssteigerungspotenzial der Netzbetreiber bestimmen. Da sich aber beides nicht ausreichend genau quantifizieren oder vorhersehen lässt, versucht man mittels Anreizregulierung, die Netzbetreiber selbst zur Steigerung ihrer Produktivität zu stimulieren. Dies geschieht dadurch, dass die zulässigen Erlöse für die Dauer einer Regulierungsperiode gemäß bestimmter Produktivitätsvorgaben abgesenkt und festgelegt werden. Können Netzbetreiber ihre Kosten stärker als erwartet senken, können sie die Differenz zwischen Erlösen und Kosten als den Gewinn behalten.

Die Stärke der Anreize zur Produktivitätssteigerung hängt im Wesentlichen von der Höhe des zusätzlich zu erzielenden Gewinns ab. Die Produktivitätsvorgabe (der sog. X-Faktor) ist für die Höhe des Anreizes von geringerer Bedeutung. Er gibt vor allem die Höhe der Entgeltensenkungen an, von denen der Netznutzer profitiert. Eine „gute“ Anreizregulierung muss deshalb sowohl starke Anreize zur Produktivitätssteigerung schaffen

als auch die Kosteneinsparungen in Form von Entgeltensenkungen an die Netznutzer weiterreichen.

Darüber hinaus müssen die Konsequenzen von Investitions- und Betriebsentscheidungen auf die regulierten Erlöse vorhersehbar sein. Andernfalls erhöht sich das Risiko von betriebs- und volkswirtschaftlich nicht effizienten Entscheidungen. Ein weiteres wichtiges Ziel einer nachhaltigen Anreizregulierung ist deshalb die kurz- und langfristige Vorhersehbarkeit ihrer Wirkungsmechanismen.

Schließlich muss ein „gutes“ Anreizsystem neben Anreizen für kurzfristige Kosteneinsparungen auch ausreichende Anreize für langfristig effiziente Investitionen setzen. Nur dadurch sind nachhaltig niedrige Entgelte möglich, von denen die Netznutzer profitieren.

Modell einer nachhaltigen Anreizregulierung

Die entscheidenden Komponenten einer nachhaltigen Anreizregulierung sind a) die Mechanismen der Festlegung der Obergrenzen und b) die Kontrolle und ggfls. Korrektur der Obergrenzen am Ende einer Regulierungsperiode (siehe Bild 1). Diese Komponenten bestimmen, in welchem Maße die Produktivitätssteigerung eines Unternehmens zu erhöhten Gewinnen bzw. zu reduzierten Netzentgelten führen wird. Im Folgenden werden deshalb die Obergrenzen der Kapitalkosten, die Obergrenzen der Betriebskosten und die Erlöskontrolle diskutiert.

Obergrenzen für Kapitalkosten

Besonderheiten der Kapitalkosten

Obergrenzen für Kapital- und Betriebskosten müssen nach separaten Kriterien festgelegt werden, da sich die beiden Kostenarten im Zeitablauf unterschiedlich entwickeln. Während sich Betriebskosten in der Regel gleichmäßig entwickeln, sind Kapitalkosten häufig

durch eine ungleichmäßige, z.T. sprunghafte Entwicklung gekennzeichnet. Diese ungleichmäßige Entwicklung bei den Kapitalkosten rührt u. a. daher, dass in der Energiewirtschaft aufgrund der sehr langen Nutzungsdauer der Anlagegüter in der Regel keine kontinuierlichen Ersatzinvestitionen erfolgen.

Bei der Festlegung von Obergrenzen für Kapitalkosten sind deshalb mindestens zwei Besonderheiten zu berücksichtigen: a) der Einfluss von Investitionen auf die Produktivität und b) die Berücksichtigung von Struktureinflüssen bei der Effizienzbestimmung. Die Produktivität einer Netzkomponente kann durch das Verhältnis der transportierten Energie (Outputmenge) zu den Kapitalkosten (Inputmenge) bestimmt werden. Neue Netzkomponenten müssen bei wachsender Energienachfrage auf Grund ihrer langen Lebensdauer „überdimensioniert“ werden, um den erwarteten Lastanstieg tragen zu können. Ebenfalls verringern sich während der Lebensdauer einer Anlage die direkt mit dieser Anlage verbundenen Kapitalkosten (Kalkulation gemäß der Methode der Realkapitalversicherung).

Legt man einen 1-prozentigen Lastanstieg, eine durchschnittliche Kapitalverzinsung von 6 %, einen Diskontsatz von 5 % und eine kalkulatorische Abschreibungsdauer von 40 Jahren zu Grunde, so entwickelt sich die Produktivität der Anlage wie in Bild 2 dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass Neuanlagen in der Regel anfänglich eine deutlich niedrigere Produktivität im Vergleich zu Altanlagen haben können. Muss ein Netzbetreiber vergleichsweise mehr neue Investitionen tätigen als ein anderer Netzbetreiber, so wird sich seine Produktivität verringern. Eine simplifizierende Durchschnittsbetrachtung von Kapitalkosten ist deshalb nicht sachgerecht. Im Ergebnis würde sie Unternehmen mit einem vergleichsweise frühen Investitionsbedarf zu einer Investitionszurückhaltung zwingen.

Kapitalkosten sind zusätzlich stark abhängig von Strukturunterschieden, wie z. B. der Lage der Netzkunden im Versorgungsgebiet. Auf Grund von Strukturunterschieden kann sich der Anlagenbestand um ein Vielfaches unterscheiden. Diese Unterschiede müssen bei einem Vergleich der Kapitalkosten vollständig und sachgerecht berücksichtigt werden. Übliche Regressions- und DEA-Benchmarkverfahren sind nicht in der Lage, diese großen Strukturunterschiede vollständig und exakt zu quantifizieren und können damit lediglich indikative Angaben zur Effizienz von Kapitalkosten leisten. Wird ein Struktureinfluss zwar richtig erkannt, aber nur zu 80 % richtig quantifiziert, so verbleibt ein Fehler von 20 %, der sich in der Effizienzbeurteilung fortpflanzt.

Der Schwierigkeit der sachgerechten Beurteilung der individuellen Höhe der Kapitalkosten kann auf zwei Arten begegnet werden:

- Überprüfung und Freigabe unternehmensspezifischer Kapitalkostenentwicklungen; oder
- Qualitätsregulierung, die die langfristigen Konsequenzen einer Unterinvestition in die Erlösobergrenzen einfließen lässt.

Bezüglich der Qualitätsregulierung ist auf Grund der Komplexität und der heutigen Datenlage nicht davon auszugehen, dass kurz- und mittelfristig ein Instrument geschaffen werden kann, das ausreichende Anreize setzt, um die aus der Obergrenzenregulierung resultierenden Anreize zur Unterinvestition zu kompensieren. Die unternehmensspezifische Überprüfung von Kapitalkosten zur Festlegung der Obergrenzen ist deshalb zurzeit die sinnvollere Alternative.

Beurteilung von individuellen Kapitalkostenprojektionen

Bei der Beurteilung von Kapitalkosten ist es sinnvoll, zwei Gruppen von Kapitalkosten zu unterscheiden:

- In der Vergangenheit getätigte Investitionen sind durch das Unternehmen nicht zu beeinflussen. Die entsprechenden Kapitalkosten müssen durch die zukünftigen Erlöse gedeckt werden; und
- zukünftige Investitionen sind vollständig zu beeinflussen. Die Planungen hierfür unterliegen der Überprüfung durch die Regulierungsbehörde. Zur Beurteilung der zukünftigen

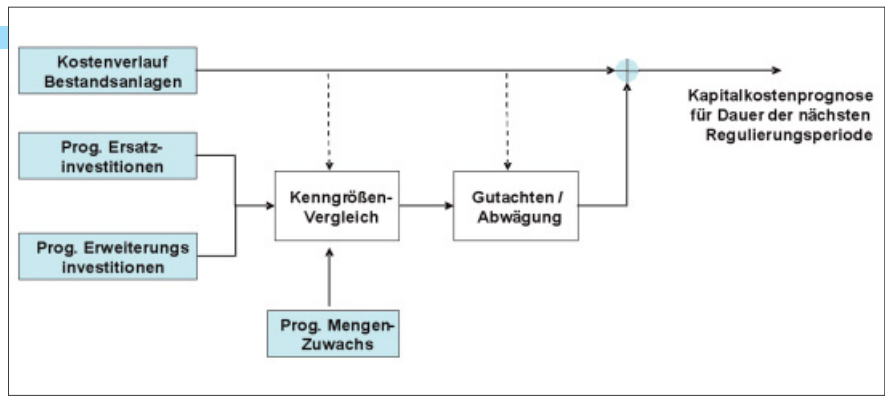


Bild 3: Schematische Darstellung der Kapitalkostenregulierung

Investitionen können auch die in der Vergangenheit getätigten Investitionen berücksichtigt werden.

Die Kapitalkostenprojektionen für geplante Investitionen werden – auch vor dem Hintergrund der Kosten der Bestandsanlagen – durch Gutachter und Regulierungsbehörden in Einzelverfahren geprüft. Diesen Untersuchungen können selbstverständlich auch Kenngrößenvergleiche mit anderen Unternehmen zu Grunde liegen, die allerdings nicht „mechanistisch“, sondern nach ingenieurmäßiger Abschätzung auf ihre Sachgerechtigkeit untersucht und angewendet werden (siehe Bild 3). Dadurch kann im Gegensatz zum Benchmarking auf unternehmensspezifische Einflüsse besser eingegangen werden und das Investitionsrisiko reduziert werden. Dies kann im Ergebnis zu einem niedrigeren Wagniszuschlag und damit zu niedrigeren Entgelten führen.

In dem Maße, in dem im Laufe der Zeit Erfahrung mit der Beurteilung von Kapitalkosten gesammelt wird, kann die Abwägung weiter automatisiert und eventuell in Obergrenzen mit entsprechenden Produktivitätsvorgaben überführt werden.

Obergrenzen für Betriebskosten

Betriebskosten am durchschnittlichen Produktivitätswachstum orientieren

Bei den Betriebskosten ist im Gegensatz zu den Kapitalkosten eine Orientierung an Durchschnittswerten durchaus möglich. Die Obergrenzen für Betriebskosten können entsprechend der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung vergleichbarer Netzbetreiber abgesenkt werden. Für den Netzbetreiber entsteht daraus ein Anreiz, seine Produktivität überdurchschnittlich zu steigern, denn eine Übererfüllung der Produktivitätsvorgabe verbleibt im Unternehmen. Damit resultiert ein Wettbewerb der Netzbetreiber um Produktivitätsstei-

gerungen, was zu einer Beschleunigung der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung führt. Diese wird vollständig an die Netzkunden weiter gereicht. Gleichzeitig wird verhindert, dass die Branche durch unrealistisch hohe exogene Vorgaben überfordert und zum Substanzabbau gezwungen wird.

Warum es sinnvoll ist, bei den Vorgaben von Kostensenkungszielen in erster Linie auf die dynamische Produktivitätssteigerung und weniger auf die Effizienz der Netzbetreiber abzustellen, wird im Folgenden erläutert.

Produktivität und Effizienz

Die Produktivität eines Netzbetreibers wird durch das Verhältnis von Output- zu Inputmenge bestimmt. Diese Produktivität allein ist allerdings kaum von praktischer Bedeutung. Erst durch einen Vergleich von Produktivitäten lassen sich relevante Aussagen zur Leistung eines Netzbetreibers machen. Dabei bieten sich zwei Vergleiche an:

- der Vergleich der Produktivität unterschiedlicher Netzbetreiber, d. h. die Bestimmung der „Effizienz“; und
- die zeitliche Änderung der Produktivität eines Netzbetreibers, d. h. die Bestimmung des Produktivitätswachstums.

Die **Effizienzbestimmung** erfordert die Schaffung der Vergleichbarkeit der Unternehmen. Unterschiede in der Höhe der Produktivitäten, die auf nicht zu beeinflussende Strukturunterschiede zurückzuführen sind, müssen bei der Effizienzbeurteilung vollständig erfasst und berücksichtigt werden. In der Praxis ist gerade diese Bereinigung um die Struktureinflüsse sehr schwierig, da die Produktivität verschiedener Netzbetreiber aufgrund unterschiedlicher Strukturen um ein Vielfaches auseinander liegen kann. Schon geringfügige Fehler bei der Bestimmung der Struktureinflüsse können sachgerechte und belastbare Effizienzergebnisse zunichte machen.

Zur Verwendung in der Anreizregulierung müssen zusätzlich noch die Effizienzergebnisse in Produktivitätssteigerungsvorgaben transformiert werden, d. h. es muss festgelegt werden, in welchem Zeitraum ein Netzbetreiber seine Kosten auf ein effizientes Niveau senken kann („Konvergenzpfad“). Auch diese Transformation ist mit großen Unsicherheiten verbunden.

Bei der Ermittlung des **Produktivitätswachstums** unterscheidet man den individuellen Aufholeffekt und die allgemeine Grenzverschiebung. Der individuelle Aufholeffekt entsteht durch den Abbau der individuellen Ineffizienz und beschreibt damit das Produktivitätswachstum, das durch das „Aufholen“ ineffizienter Unternehmen entsteht. Aufgrund der grundsätzlichen Schwierigkeiten der Bestimmung der Effizienz und des Konvergenzpfades kann der Aufholeffekt nur mit großer Unsicherheit ermittelt werden. Die Grenzverschiebung dagegen entspricht dem durchschnittlichen Produktivitätswachstum, wenn alle Netzbetreiber gleich effizient sind. Auf sie haben Struktureinflüsse grundsätzlich eine geringere Bedeutung, da nur die Gradienten, d. h. die spezifischen zeitlichen Änderungen der Input- und Outputmengen einfließen. Regulierungsbehörden wenden deshalb in der Regel die Grenzverschiebung auf alle Unternehmen an, ungeachtet von strukturellen Unterschieden. Eine wissenschaftlich belastbare Untersuchung des Struktureinflusses auf das Produktivitätswachstum von Netzbetreibern steht allerdings noch aus und ist für die weitere Entwicklung der Anreizregulierung wünschenswert.

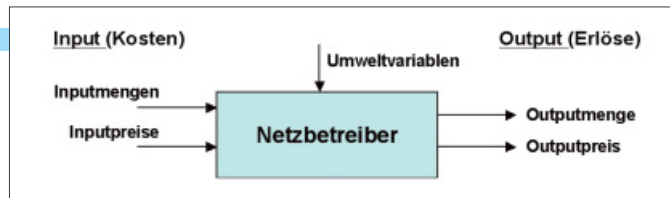
Festlegung der Obergrenzen für Betriebskosten

Die Erlösobergrenze der Betriebskosten ergibt sich aus der folgenden Formel:

$$E_t^{OG} = E_{t-1}^{OG} \cdot (1 + \Delta_t) \cdot (1 + Infl_t - x_t^{GV} - x_t^{Aufhol})$$

Die der Anreizregulierung zu Grunde liegende Erlösobergrenze E_t^{OG} bestimmt sich aus der Obergrenze des letzten Jahres E_{t-1}^{OG} , angepasst durch einen Mengenfaktor Δ_t , die Preissteigerung der Inputpreise (Inflationsfaktor) $Infl_t$ sowie die Grenzverschiebung x_t^{GV} und der individuellen Produktivitätsvorgabe x_t^{Aufhol} . Es ist wichtig, dass **alle** Parameter, d. h. Mengenindex, Inflationsfaktor sowie die Anforderungen aus allgemeiner Grenzverschiebung und individuellem Aufhol-

Bild 4:
Vereinfachter
„Produktions-
prozess“ eines
Netzbetreibers



effekt auf ein einheitliches Produktionsmodell zurückzuführen sind. Nur so können eine ausreichende Kostendeckung und konsistente Anreize sichergestellt werden. Ein solches Produktionsmodell ist in Bild 4 dargestellt.

Als Inputfaktoren eines einheitlichen Produktionsmodells können entweder die inflationsbereinigten Betriebskosten und ein zusätzlicher Inflationsfaktor oder die prognostizierten nominalen Betriebskosten ohne zusätzlichen Inflationsfaktor aussersehen werden.

Als erste Näherung für die Outputmengen können die Kostenträger der Netzentgelte gewählt werden, da diese die wesentlichen Kostentreiber widerspiegeln sollten. Dies sind in der Niederspannung bzw. Niederdruckebene die abgegebene Energie und die Anzahl der Kunden. In den übrigen Netzen sind dies in der Stromversorgung die Lastspitze und die transportierte Energie. Beim Gas ist es im Wesentlichen die vertraglich vereinbarte (gebuchte) bzw. vorgehaltene Leistung. Ebenfalls muss ein Maß für die Anlagenmenge als externe Einflussgröße berücksichtigt werden. Dies könnte durch die Leitungslänge geschehen, die die Leistung als Outputmenge ersetzt.

Die allgemeine Grenzverschiebung berechnet sich als das um die Aufholeffekte bereinigte, gewichtete Produktivitätswachstum der Netzbetreiber.

Die individuelle Produktivitätsvorgabe aus dem Aufholeffekt ergibt sich aus dem Konvergenzpfad zum Abbau einer anfänglichen Ineffizienz. Während die Grenzverschiebung regelmäßig gemessen und angepasst wird, werden Effizienz und Konvergenzpfad nur für den Ausgangszustand bestimmt und nicht turnusmäßig erneut berechnet. Dies trägt wesentlich zur Güte und Stabilität des Anreizsystems bei.

Erlöskontrolle

Am Ende einer Regulierungsperiode ist eine Erlöskontrolle erforderlich. Bei der Kontrolle der Kapitalkosten werden im Nachhinein die prognostizierten Investitionsprogramme mit den tatsächlichen abgeglichen. In Großbritannien z. B. werden bei der Kapitalkostenkontrolle die spezifischen Kosten für die Gasverteilungsunternehmen überprüft. Werden diese unterschritten, so darf der

Netzbetreiber 33 % der Kosteneinsparungen behalten. Überschreiten dagegen die spezifischen Kosten die Standards, so verbleiben 50 % der zusätzlichen Kosten beim Netzbetreiber. Dadurch entstehen Anreize, die spezifischen Kosten zu verringern, aber keine Anreize, die notwendigen und erforderlichen Ersatzinvestitionen zu verschieben oder ganz zu vermeiden.

Die Erlöskontrolle der Betriebskosten ist erforderlich, um

- Prognosefehler des Mengenwachstums, des Inflationsfaktors und des durchschnittlichen Produktivitätswachstums auszuschalten;
- die Differenz zwischen Erlösen und Erlösobergrenzen zu eliminieren; und
- unerwartete Kosten und Fehler zu korrigieren.

Die Erlösentwicklung wird auf Basis prognostizierter Inflationsraten, Mengenfaktoren, der Grenzverschiebung und des Aufholeffekts festgelegt. Abweichungen zu den tatsächlichen Inflationsraten, Mengenfaktoren und der Grenzverschiebung müssen nachträglich korrigiert werden. Ein Abgleich zwischen geforderten und tatsächlichem individuellen Aufholeffekt darf allerdings nicht erfolgen. Eine entsprechende Differenz erzeugt gerade den gewünschten Anreiz zur Produktivitätserhöhung. Mit anderen Worten, eine Anpassung der Erlöse bei der Preiskontrolle muss durch Prognosefehler, unerwartete Kosten, Modellfehler, etc. gerechtfertigt werden. Eine pauschale Anpassung von Erlösen und Kosten ist nicht sachgerecht und führt zu einer ungewünschten Verzerrung des Anreizsystems.

Vereinfachungsoptionen für kleine Unternehmen

Die separate Beurteilung von Kapital- und Betriebskosten ist auf Grund der großen Bedeutung der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit in Deutschland notwendig. Allerdings ist dieses Verfahren sowohl für Netzbetreiber als auch für Regulierungsbehörde aufwändiger als simplifizierende Gesamtkostenansätze. Durch die Vielzahl der Netzbetreiber in Deutschland erscheint deshalb eine Vereinfachung sinnvoll.

Der Anteil mittlerer und kleinerer Verteilnetzunternahmen am Gesamtan-

lagenbestand ist relativ gering. In Bild 5 ist für die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene die gesamte Netzlänge kumuliert über die Netzbetreiber aufgetragen.

In allen Spannungsebenen betreiben rund 10 % der Unternehmen rund 80 % der Anlagen. Durch eine individuelle Kontrolle der Kapitalkosten der größeren Unternehmen kann damit der Großteil des Anlagenbestandes effektiv reguliert werden. Für die große Zahl kleiner Unternehmen ist eine Vereinfachung aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll und zulässig. Je nach Grad der Vereinfachung können für die kleinen Unternehmen wichtige Kenngrößen aus der Analyse der großen Unternehmen abgeleitet werden. Dabei sind die folgenden Optionen denkbar:

- Kapitalkosten:
 - Kenngrößen zur Ermittlung der Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen oder
 - durchschnittliches Wachstum der Kapitalkosten;
- Betriebskosten:
 - Grenzverschiebung;
 - durchschnittlicher Konvergenzpfad. Die anfängliche Effizienz muss allerdings in jedem Fall individuell auch für die kleinen Unternehmen bestimmt werden.

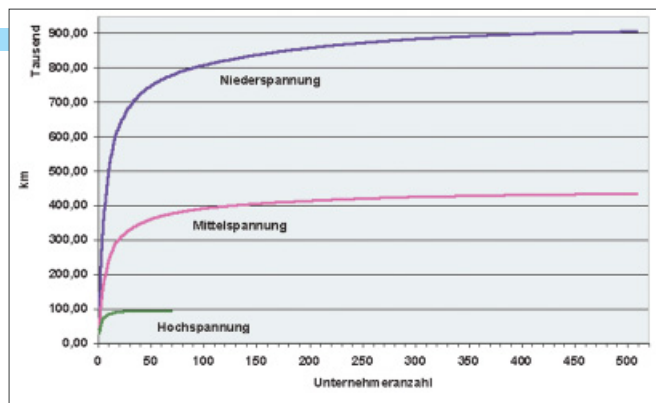
Die vorgeschlagene Übertragung von Kenngrößen großer Unternehmen auf kleine ist sowohl einfach als auch effektiv. Sie stellt sicher, dass kleine Unternehmen Entgeltsenkungen im gleichen Maße wie große Netzbetreiber durchführen müssen, aber dennoch der administrative Aufwand gering gehalten werden kann.

Sollten sich aus der vorgesehenen Vereinfachung im Einzelfall unzulässige Abschätzungen ergeben, muss gewährleistet sein, dass kleine Unternehmen oder die Regulierungsbehörde eine Überprüfung individueller Kenngrößen beantragen bzw. durchführen dürfen.

Schnelle Einführung bereits 2007

Die Anreizregulierung soll umgehend eingeführt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass weder eine belastbare Datenbasis noch ein erprobtes Modell zur Bestimmung der Erlösobergrenze bzw. zur Effizienzanalyse innerhalb kurzer Zeit vorliegen und man des-

Bild 5: Kumulierte Netzlänge in der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene, sortiert nach der Größe der Netzbetreiber; Quelle: VDEW, Jahresdaten der Stromversorger 2003.



halb mit einigen Vereinfachungen wird starten müssen. Entscheidend ist deshalb, dass das Startmodell ausreichende Flexibilität besitzt, um anfängliche Fehler zu korrigieren, aber auch genügend Stabilität verspricht, um letztendlich bereits in der Startphase nachhaltige Anreize zu setzen. Mit anderen Worten, das Startmodell soll von Beginn an richtige, aber nachjustierbare Anreize erzeugen, die im Laufe der Zeit angepasst werden können.

Im Folgenden soll der Weg zu einem Startmodell aufgezeigt werden. Dabei werden einige Beispiele für eine vereinfachte Modellspezifikation genannt. Die Parameter des gewählten Startmodells sind nachfolgend sorgfältig zu prüfen und ggf. anzupassen.

Festlegung der Kapitalkostenobergrenzen

Die Unternehmen sollen bereits 2006 Kapitalkostenprognosen für die Dauer der ersten Regulierungsperiode (ab Anfang 2007) anfertigen und der Regulierungsbehörde vorlegen. Diese wird die Prognose der Kapitalkosten vergleichen und begutachten. Auf dieser Basis werden dann die Obergrenzen für die Kapitalkosten für jedes Unternehmen festgelegt. Auch die vorgeschlagene Vereinfachungsoption erleichtert den Start. Im Laufe der Zeit kann die Kontrolle verfeinert werden.

Festlegung der Betriebskostenobergrenzen

Für Verteilnetzbetreiber muss zunächst ein vereinfachtes und pragmatisches Produktionsmodell gefunden und vereinbart werden. Dabei müssen plausible Annahmen für den Inflationsfaktor getroffen werden. Als Schätzwerte könnten z. B. der Verbraucherpreisindex oder ein gewogenes Mittel aus Lohnkostenindex und allgemeinem Verbraucherpreisindex gewählt werden.

Als Outputfaktoren können zunächst die Bezugsfaktoren der Entgelte bestimmt werden, bevor eine weitere

Verfeinerung erarbeitet wird. Dabei sind die leistungsabhängigen Komponenten durch Kenngrößen zu ersetzen, die die separat regulierte Anlagenmenge beschreiben, wie z. B. die Leitungslänge.

Die Grenzverschiebung kann wie im Gesetz vorgesehen durch das Produktivitätswachstum der Gesamtwirtschaft angenähert werden. Die Dauer dieser Regelung kann sich an der Dauer der Aufholphase orientieren.

Der individuelle Aufholeffekt am Anfang der Aufholphase sollte auf Basis unterschiedlicher Benchmarkingverfahren ermittelt und unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse in den folgenden Jahren erprobt und ggf. angepasst werden. Der Konvergenzpfad kann zunächst einheitlich festgelegt werden.

Strukturklassen

In der ersten Regulierungsperiode sind Strukturklassen vor allem für eine sachgerechte Effizienzbeurteilung erforderlich. Wir schlagen deshalb eine Strukturklasseneinteilung auf Basis ähnlicher Versorgungsaufgaben vor. Eine Einteilung der Netzbetreiber auf Basis der Siedlungstypenklassifizierung der versorgten Gemeinden könnte einen ersten Ansatz darstellen. In der Zukunft sind Strukturklassen darüber hinaus auch für die Bestimmung ggf. unterschiedlicher Grenzverschiebungen notwendig. Die siedlungstypenbasierte Strukturklasseneinteilung ist deshalb in diesem Sinne während der ersten Regulierungsperiode weiterzuentwickeln.

Erlöskontrolle am Ende der ersten Regulierungsperiode

Während der ersten Regulierungsperiode sollte die erste Effizienzabschätzung bezogen auf den Zeitpunkt des Beginns der Anreizregulierung sorgfältig überprüft werden. Dazu sind neben Benchmarkverfahren auch Gutachten möglich. Bei der Festlegung eines auf dieser Basis ermittelten, belastbaren Konvergenzpfades sind die in

der ersten Regulierungsperiode erzielten Ergebnisse anzurechnen. So werden bereits von Beginn der Regulierung an, trotz der Ungenauigkeiten bei der Effizienzabschätzung, deutliche Anreize für ein möglichst großes Produktivitätswachstum erzeugt.

Ebenfalls wird während der ersten Regulierungsperiode ein verbessertes Produktionsmodell zur Bestimmung des Produktivitätswachstums entwickelt, anhand dessen die tatsächliche Grenzverschiebung in der ersten Regulierungsperiode – und in den zukünftigen – gemessen werden kann. Die Startwerte der Erlösobergrenze für die nächsten Regulierungsperioden werden durch Anwendung der „gemessenen“ durchschnittlichen Grenzverschiebung auf Basis der Erlöse zum Start der Anreizregulierung bestimmt. Eventuell kann zur Vermeidung einer zu harten Anforderung auf Grund von möglichen Modellfehlern ein allgemeiner Korrekturfaktor angewandt werden. Dadurch ist sichergestellt, dass Netzbetreiber bereits von Beginn der Regulierung an langfristige Anreize zur Kostensenkung haben und die Netznutzer durch den Erlösabgleich in den Genuss sinkender Entgelte kommen.

Fazit: Das Modell bietet klare Rahmenbedingungen

Der vorliegende Ansatz entwickelt Vorschläge für die Ausgestaltung einer sachgerechten Anreizregulierung für die deutsche Energiewirtschaft auf Basis eines ganzheitlichen Ansatzes. Das vorgeschlagene Modell zeichnet sich im Wesentlichen aus durch:

- Einen Anreizmechanismus für Kapitalkosten auf Basis unternehmensspezifischer Investitionsbudgets;
- Einen Anreizmechanismus für Betriebskosten auf Basis des durchschnittlichen Produktivitätswachstums;
- Ein Startmodell zur schnellen Einführung der Anreizregulierung.

Die wesentlichen Vorteile dieses Modells bestehen in der **Förderung nachhaltiger Produktivitätssteigerung**. Der Wettbewerb um Produktivitätswachstum beschleunigt die durchschnittliche Produktivitätssteigerung, die in Form von Entgeltensenkungen vollständig an die Netznutzer weitergereicht wird. Durch die sorgfältige Überprüfung der Effizienz zum Zeitpunkt der Einführung der Anreizregulierung und die mittelfristige sinkende Relevanz des Effizienzvergleichs wird das Risiko einer Fehleinschätzung verringert und das Vertrauen der Unternehmen in die Regulierung bestärkt.

Andererseits unterstützt das vorgestellte Modell auch die **Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und -qualität**. Anreizmodelle, die mögliche Risiken des Substanzabbaus des Netzes beinhalten, sind nicht akzeptabel, da die möglichen resultierenden volkswirtschaftlichen Schäden bei weitem den möglichen Nutzen übertreffen. Gegebenenfalls kann mit zunehmender Erfahrung die auf einen Kenngrößenvergleich aufbauende individuelle Bewertung der Kapitalkostenprognosen später in eine weitgehend „mechanistische“ Obergrenzenregulierung überführt werden.

Literatur

- Agrell, P.; Bogetoft, P.: Evolutionary Regulation: From CPI-x towards contestibility; Denmark 2004.
- Bernstein/Sappington: Setting the C-Factor in Price Cap Regulation Plans; Working Paper 6622, National Bureau of Economic Research, Cambridge 1998.
- Büchner, J.: Europäische Regulierungsmodelle in der Praxis; Vortrag beim VDEW Dialog aktuell „Regulierung der Netzentgelte“, Berlin 2005.
- Büchner, J.; Türkucar, T.: Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte in Deutschland; in ew, Heft 1/2 2005, S. 54-57.
- Büchner, J.; Nick, W.: Strukturklassen zum sachgerechten Vergleich von Verteilnetzbetreibern; in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54 Jg. (2004), Heft 12, S. 816-820.
- Büchner, J.: Investitionsrisiken im Stromnetz; Vortrag bei der IIR-Konferenz „Risikomanagement im Stromnetz“, Köln 2002.
- Büchner, J.; Giesbertz, P.: Quality of Network Services, CEPSI, Japan 2002.
- Chong, E.: Yardstick competition vs. individual incentive regulation: what has the theoretical literature to say?; ATOM Working Paper No. 16., Paris 2004.
- DTe: Overeenkomst Regularing Nettarife von Elektriciteit 2001 – 2006; Den Haag, 26. Mai 2003.
- Førsund; Kittelsen: Productivity Development of Norwegian Electricity Distribution Utilities; Resource and Energy Economics 20, 1998, p. 207-224.
- NSW and ACT: Transmission Network Revenue Cap; Trans Grid 2004-2005 to 2008-2009; 2005.
- Ofgem: Electricity Distribution Price Control Review Policy Document; London 2004.
- Sappington, D. E. M.; Weisman, D. L.: Seven Myths about Incentive Regulation; in: Crew, M.A. (Hrsg.): „Pricing and Regulatory Innovations under Increasing Competition“, Boston et al. 1996., S. 1-19.
- Türkucar, T.; Giesbertz, P.: Power Market Design Worldwide – Bilateral or Pool Model, ITS Energy 2002 Conference, Istanbul 2002.
- Türkucar, T.; Giesbertz, P.: Methodologies for Cross Border Congestion Management, ELIT-Seminar, Istanbul 2001.

