

Die Wirkung der Anreizregulierung in der Praxis

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) fasst zurzeit gemäß den Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) eine Verordnung zur Anreizregulierung. Ziel dieser Verordnung ist es, einen stabilen Rahmen für die Regulierung der deutschen Strom- und Gasnetze zu entwickeln, um die Erhöhung der Produktivität der Netzbetreiber zu stimulieren und damit eine Senkung der Netzentgelte herbeizuführen. Bereits 2008 soll die Anreizregulierung in Kraft treten. Im vorliegenden Artikel diskutieren die Autoren die Anforderungen an Behörden und Netzbetreiber, damit die gewünschten Ziele einer Anreizregulierung auch in der Praxis erreicht werden.

VON JENS BÜCHNER UND JÖRG KATZFEY

Die Ausgestaltung der Anreizregulierung ist noch unklar

Die Bundesnetzagentur hat am 30. Juni diesen Jahres in ihrem "Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG" einen Vorschlag zur Ausgestaltung der Anreizregulierung erarbeitet. Das Resultat ist ein überaus komplexes Anreizmodell, das auf einer regelmäßigen Beurteilung der Effizienz der Netzbetreiber beruht. Ein Teil der identifizierten Ineffizienzen ist innerhalb der nächsten Regulierungsperiode abzubauen. Dadurch können die Netzentgelte entsprechend abgesenkt werden. Am Ende der Regulierungsperiode findet erneut eine Effizienzprüfung statt. Dies wiederholt sich anschließend.

Das vorgeschlagene Anreizverfahren – und insbesondere die Methodik zur Effizienzbestimmung – wird allgemein als zu komplex beurteilt, um bereits 2008 damit zu beginnen. Eine Verzögerung der Anreizregulierung ist allerdings sowohl seitens der Politik als auch seitens der Netzbetreiber unerwünscht. Insbesondere würde eine Verzögerung zu erheblichen Unsicherheiten bei der Ausgestaltung der zukünftigen Erlöspfade führen.

Die Verbände VDEW (Verband Deutscher Elektrizitätswerke e.V.), VDN (Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW) und VRE (Verband der Verbundunternehmen und regionalen Energieversorger in Deutschland

e.V.) erarbeiten daher zur Zeit einen gemeinsamen Modellvorschlag zur Vereinfachung der Anreizregulierung, um eine Einführung 2008 zu ermöglichen. Zusätzlich haben sechs bayerische Kooperationsgesellschaften, denen ca. 150 kleine und mittlere Netzbetreiber angehören, gemeinsam eine Vereinfachungsoption entwickelt, die vor allem den regulatorischen Aufwand für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) mittel- und langfristig konzeptionell verringern soll.

Der vorgeschlagene Ansatz der sechs bayerischen Kooperationsgesellschaften ist so gestaltet, dass trotz einer signifikanten Vereinfachung in der Abwicklung und Komplexität des Anreizverfahrens die durchschnittlichen Produktivitätsvorgaben unverändert hoch bleiben. Mit anderen Worten, die durchschnittlich auf die "großen" Unternehmen angewandten Produktivitätsvorgaben werden vollständig auch auf die KMU übertragen. Das BMWi ist nun in der Pflicht, einen langfristig stabilen Rahmen festzulegen, der das Rückgrat der zukünftigen Anreizregulierung bilden soll.

Konzeptionelle Risiken sind akzeptabel, verfahrensbedingte Risiken sind es nicht

Kern einer Anreizregulierung ist es, den Netzbetreibern zusätzliche Chancen zur Gewinnerhöhung zu bieten. Unternehmen können ihre Gewinne durch Erhöhung ihrer Produktivität steigern. Selbstverständlich stehen diesen Chancen erhöhter Gewinne auch die Risiken reduzierter Gewinne gegenüber, wenn die Unternehmen unterdurchschnittlich effizient sind.

Diesen methodischen Chancen und Risiken der Anreizregulierung stehen oft auch zusätzlich verfahrensbedingte Risiken gegenüber. Ein solches Risiko ist zum Beispiel ein fehlerhafter Effizienzvergleich. Berücksichtigt der Effizienzvergleich nicht alle Strukturunterschiede ausreichend, so können signifikante Fehlbeurteilungen entstehen. Weitere Risiken bestehen darin, dass Erweiterungen, Anpassungen und Ergänzungen der zukünftigen Anreizregulierung zusätzliche Unsicherheiten in den Erlösprognosen erzeugen. Diese verfahrensbedingten Risiken sind weitestmöglich zu vermeiden, da durch sie Ineffizienzen hervorgerufen werden und damit letztlich höhere Netzentgelte erforderlich sind.

Aber auch aus Sicht der Netznutzer birgt das Anreizverfahren Risiken. Werden zu wenige oder nicht ausreichende Anreize für Investitionen gesetzt, so besteht die Gefahr, dass Unternehmen kurzfristige Gewinne durch Substanzabbau erwirtschaften und mittelfristig die heutige Versorgungsqualität gefährden. Ein heruntergewirtschaftetes Netz wieder aufzubauen, erfordert sehr hohe Investitionen, die in der Regel die Netznutzer zu tragen haben, und ist auch nicht in wenigen Jahren zu bewerkstelligen. Alternativ ist es allerdings auch nicht wünschenswert, dass Netzbetreiber zu hohe Investitionsanreize bekommen und erhöhte Investitionen im Netz tätigen oder Altanlagen vorzeitig ersetzen. Dies führt zu, volkswirtschaftlich nicht gerechtfertigten, überhöhten Netzentgelten.

Bei der Ausgestaltung der Anreizregulierung ist ein besonderes Augenmerk auf diese ver-

fahrensmäßigen Risiken zu legen, damit der Nutzen der Anreizregulierung nicht konterkariert und die Effektivität des Systems nicht gefährdet wird.

Erlörisiken

Die Prognose der zukünftig zu erwartenden Erlöse ist eine der zentralen Anforderungen in der Anreizregulierung. Durch die Trennung von Erlösen und Kosten werden Anreize bei den Unternehmen erzeugt, ihre Produktivität zu erhöhen. Unternehmen werden die Maßnahmen durchführen, die zukünftig die größte Differenz zwischen Kosten und Erlösen generieren und die Maßnahmen unterlassen, die lediglich die Kosten, aber nicht die Erlöse erhöhen. Einer ausreichend verlässlichen Prognose der zukünftigen Erlöse kommt damit eine besondere Bedeutung zu.

Die Prognose der Erlöse beruht im Wesentlichen auf der Identifikation der die Erlösobergrenze bestimmenden Einflussgrößen. Daraus können unterschiedliche Szenarienvläufe ermittelt und mit Eintrittswahrscheinlichkeiten versehen werden.

Dies ist beispielhaft in Abb. 1 für einen fiktiven, aber realitätsnahen Netzbetreiber dargestellt. Mit Hilfe eines vereinfachten Simulationsmodells wurde der zeitliche Verlauf der Erlösobergrenze im günstigsten ("best case"), ungünstigsten ("worst case") und wahrscheinlichsten Fall ("real case", Normalfall) ermittelt, so dass sich daraus ein Erlöskorridor mit einem Erwartungswert ergibt. Den Berechnungen wurde ein generelles Produktivitätswachstum (X_{gen}) von 1,5 Prozent pro Jahr und individuelle Produktivitätsvorgabe (X_{ind}) von 0,5 Prozent pro Jahr bis 3,5 Prozent pro Jahr zugrunde gelegt. Im Normalfall beträgt die individuelle Produktivitätsvorgabe zwei Prozent pro Jahr. Eine anfängliche Erlösabsenkung als Resultat einer regulatorischen Kostenprüfung wie auch die Effekte des Periodenübergangs wurden hier nicht betrachtet.

Dem Erlöskorridor gegenübergestellt ist in Abb. 1 ein fiktiver Kostenverlauf unter der Annahme, dass der Netzbetreiber die geplanten, technisch notwendigen Investitionen vollständig umsetzt, gleichzeitig aber die Betriebskosten in dem Maße verringert, dass für den Normalfall der Erlöse eine vollständige Kostendeckung möglich ist. Bei diesem Szenario wären Betriebskosteneinsparungen von acht Prozent pro Jahr notwendig. Würde der Netzbetreiber diese Strategie auch beim worst-case Erlösszenario verfolgen, wären sogar Betriebskostenabsenkungen von zwölf Prozent pro Jahr notwendig. Es ist offensichtlich, dass solche Betriebskosteneinsparungen durch die Netzbetreiber nicht realisiert werden können. Ein Unternehmen, das einem solchen Kostendruck ausgesetzt ist, wird einen teilweisen Verzicht der notwendigen Investitionen – zu Lasten der Anlagensubstanz – erwägen, da die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten überhaupt nicht und die Kapitalkosten für Bestandsanlagen zumindest nicht kurzfristig beeinflussbar sind.

Selbst wenn im extremen Fall dieser Netzbetreiber für den hier betrachteten Untersuchungszeitraum der nächsten zehn Jahre vollständig auf alle geplanten Investitionen verzichtet, müssten zum Erreichen einer Kostendeckung die Betriebskosten immer noch um sechs Prozent pro Jahr für den Normalfall der Erlöse bzw. neun Prozent pro Jahr beim worst-case Erlösszenario abgesenkt werden. Dabei muss beachtet werden, dass diese Investitionen im Regelfall zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden

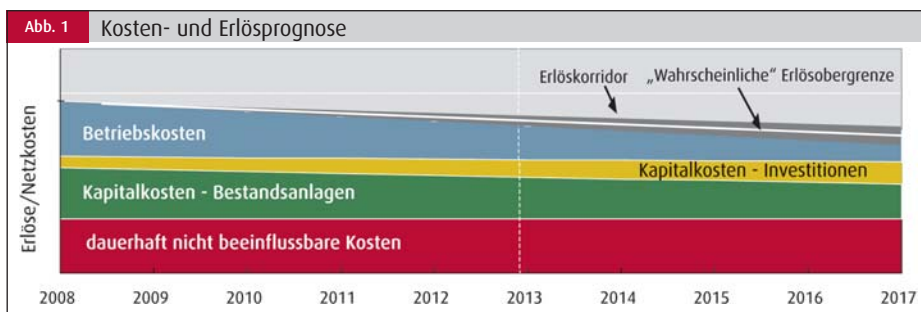
müssen, was wiederum zu Kostenerhöhungen führen wird. Eine Verschiebung der Investitionen in diesem Ausmaß wird damit sicherlich zu Einbußen bei der Versorgungsqualität führen.

In der Praxis wird der Netzbetreiber die Auswirkungen einer Verschiebung von Investitionen sorgfältig gegen alternative Handlungsoptionen abwägen. Grundsätzliche Alternativen sind Betriebskostenabsenkungen beim Service Provider und Rendite-Kürzungen beim Asset Owner. Dabei müssen auch mögliche Rückkopplungen der Entscheidungen auf die Erlöse berücksichtigt werden.

Investitionen

Es ist offensichtlich, dass die Effektivität eines Anreizregulierungssystems davon abhängt, welche Anreize für effektive Investitionen gesetzt werden. Dabei muss beachtet werden, dass nicht nur aus der Anreizregulierung resultierende Investitionshemmnisse abgebaut werden müssen, sondern ebenfalls Anreize zur Überinvestition bzw. zur vorzeitigen Ersatzinvestition zu reduzieren sind.

Investitionen werden in der Regel jedoch nicht allein durch das Anreizsystem bestimmt, sondern unterliegen einer Reihe von weiteren Parametern. In der Praxis wird die Höhe der Investitionen auch von der Höhe des verfügbaren Kapitals bestimmt. Die Bereitschaft, Kapital in Strom- und Gasnetze zu investieren, hängt auch von der Verfügbarkeit alternativer Investitionsmöglichkeiten ab. Aufgrund der zu erwartenden hohen Investitionen in Kraftwerke in den nächsten Jahren ist mit steigendem "Wettbewerbsdruck" bezüglich der Attraktivität alternativer Investitionsmöglichkeiten zu rechnen. Entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Investitionen hat auch das verfügbare Personal. Der Zeitpunkt einer Investition wird oft ebenfalls durch gemeinsamen Ersatz oder Umbau anderer Betriebsmittel, gleichzeitiges Verlegen in Kabelgräben bzw. Straßenbau und Verlegungsmaßnahmen beeinflusst. Effiziente Entscheidungen bezüglich des optimalen Investitionszeitpunktes können nur getroffen werden, wenn die Risiken bei der Prognose zukünftiger Erlösentwicklungen quantifiziert und abgesichert werden können. Um einen fairen

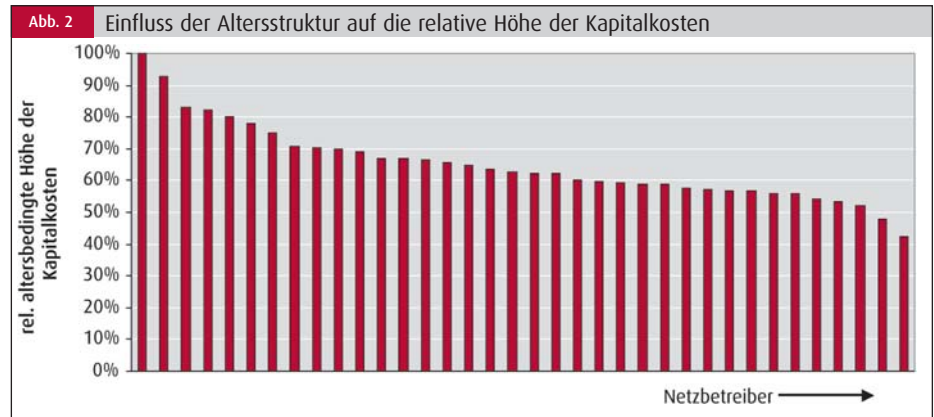


Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern zu ermöglichen, ist es deshalb fundamental wichtig, dass die aus dem Anreizverfahren resultierenden Risiken von allen Unternehmen gleichermaßen erkannt und abgesichert werden können. Aus dem oben genannten Beispiel wird ersichtlich, dass diese Risiken signifikant sind und aufgrund der hohen Komplexität des Verfahrens für kleinere und mittlere Unternehmen nahezu nicht abschätzbar sind.

Beim Alter scheiden sich die Geister

Der Betrieb von Strom- und Gasnetzen ist durch langfristige Investitionen geprägt. Die Investitionen in der Vergangenheit fanden nicht gleichmäßig verteilt über die Zeit statt. Vielmehr wurden in der Regel vor allem in den sechziger und siebziger Jahren viele neue Netze angelegt. Zum Teil fand in den neunziger Jahren eine Ersatzwelle von Kunststoffkabeln statt. Diese unterschiedlichen Altersstrukturen führen auf Basis der heutigen Kalkulationsregeln zu unterschiedlich hohen Kapitalkosten. Je nachdem wo sich eine Netzbetreiber im Investitionszyklus befindet, sind seine kalkulatorischen Kapitalkosten höher oder niedriger als der langjährige Durchschnitt über die gesamte technische Lebensdauer. In Abb. 2 ist die um Struktur- und Effizienzeffekte bereinigte relative Höhe der altersbedingten Kapitalkosten von ca. 40 realen Netzbetreibern aufgetragen. Es wird deutlich, dass die altersbedingte Differenz der Kapitalkosten zwischen den Netzbetreibern mehr als 50 Prozent beträgt. Mit anderen Worten: Ein Netzbetreiber mit den altersbedingt geringsten Kapitalkosten hätte mehr als doppelt so hohe Kapitalkosten, wenn er die gleiche Altersstruktur wie der Netzbetreiber mit den altersbedingt höchsten Kapitalkosten hätte.

Eine zentrale regulatorische Frage ist, ob die Entgelte diese tatsächlichen Kosteneffekte abbilden sollen. Bejaht man diese Frage, so muss man akzeptieren, dass sich die Gesamtkosten von Netzbetreibern um bis zu 20 bis 30 Prozent unterscheiden können, alleine aufgrund der altersbedingten unterschiedlichen Höhe der Kapitalkosten. Hinzu kämen effizienz- und strukturbedingte Unterschiede, die eine weitere Spreizung der verursachten Entgelte möglich machen würden. Die Alternati-



ve besteht darin, die Entgelte temporär von den Kosten zu entkoppeln und so längerfristig zu mitteln. Dies würde zu einheitlichen Netzentgelten führen. Für die Netzbetreiber sind neben den kalkulatorischen vor allem die bilanziellen Kosten von Interesse. Eine eigene Kostenkalkulation für die Erlösobergrenze verliert in einem Anreizsystem an Bedeutung.

Die zweite wesentliche Frage in Bezug auf die Berücksichtigung des Anlagenalters ist, ob bei der Festlegung der Effizienzvorgabe das Alter berücksichtigt werden soll. Falls dies nicht der Fall ist, so fehlt der Anreiz, die technische Nutzungsdauer der Anlagen vollständig auszunutzen. Bei heute üblichen Unterschieden zwischen der kalkulatorischen Nutzungsdauer und der technischen Nutzungsdauer von 30 Prozent und mehr würde hier eine der wesentlichen Möglichkeiten zur Kostenreduktion verloren gehen. Soll dagegen das Alter auch bei der Effizienzvorgabe berücksichtigt werden, so muss sichergestellt werden, dass die Effizienzvorgabe für die Unternehmen erreichbar ist. Analysen von realen Netzbetreibern haben ergeben, dass sich im zehnjährigen Mittel die Entwicklung der Kapitalkosten um bis zu ca. zwei Prozent pro Jahr allein aufgrund der unterschiedlichen Altersstrukturen unterscheiden kann. Mit anderen Worten, Unternehmen mit der gleichen Effizienz müssten dem Anlagenalter gemäß unterschiedliche Produktivitätsvorgaben erhalten, will man den Einfluss des Anlagenalters eliminieren. Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass eine korrekte Eliminierung des Alterseinflusses weder bei der Effizienzprüfung noch bei der Ableitung der Produktivitätsvorgabe möglich ist. Im Hinblick auf die Zielsetzung der

Anreizregulierung ist eine solche Berücksichtigung darüber hinaus auch nicht nötig. Der Vorschlag der Bundesnetzagentur sieht eine Berücksichtigung des Alters bei der Festlegung der Erlösobergrenze vor, nicht aber bei der Festlegung der Effizienzvorgabe. Durch die von VDEW/VDN/VRE vorgeschlagene Berücksichtigung individueller Investitionsbudgets wird dies teilweise korrigiert. Es ist offensichtlich, dass dieser Ansatz zu einer sehr großen Regulierungstiefe führen wird.

Die bayerischen Kooperationsgesellschaften gehen in ihrem Vorschlag zur Vereinfachungsoption für KMU den alternativen Weg und bestimmen eine durchschnittliche Produktivität gemäß dem durchschnittlichen Anlagenalter. Dieser Ansatz gewährleistet durch den Verzicht der Berücksichtigung individueller Altersstrukturen die Bestimmung einer weitgehend vereinfachten und stabilen Produktivitätsvorgabe.

Rechte und Pflichten der "Vertragsparteien"

Eine gute Anreizregulierung funktioniert nur, wenn die Anreize klar und deutlich sind und die agierenden Parteien Vertrauen haben, dass die "Vertragsbedingungen" eingehalten werden. Ein Anreizregulierungsmechanismus wird daher manchmal auch als eine Vertragsbeziehung zwischen Regulierungsbehörden und regulierten Unternehmen dargestellt. Aus diesem "Vertrag" ergeben sich eine Reihe von Rechten und Pflichten für die verschiedenen Parteien.

Die wesentlichen Rechte der Netzbetreiber liegen darin, überdurchschnittliche Gewinne erzielen zu können, wenn die Vertragsbedin-

gungen erfüllt sind, d.h. insbesondere, wenn hohe Produktivitätssteigerungsraten erreicht werden. Im Umkehrschluss liegen die Rechte der Regulierungsbehörde vor allem darin, die Entgelte entsprechend dem vereinbarten Mechanismus zu kürzen, insbesondere dann, wenn die Produktivität nicht ausreichend erhöht werden konnte.

Die vielleicht wichtigste Pflicht der Netzbetreiber ist die sorgfältige Planung seines Netzausbaus und -erhalts. Mittel- und langfristig muss der Netzbetreiber für alle Entscheidungen bezüglich seines Netzausbaus die Verantwortung tragen. Da der Netzbetreiber nicht in einem freien Wettbewerbsmarkt agiert und seine Entscheidungsfreiheit durch eine Reihe von einschränkenden Regelungen – wie zum Beispiel die Anschlusspflicht – begrenzt werden, ist es ebenfalls seine Verantwortung, mögliche zu erwartende Konsequenzen aus diesen Pflichten vorzeitig bei den Regulierungsbehörden anzumelden. Versäumt er dies, so wird er zu einem späteren Zeitpunkt für seine Entscheidung in die Pflicht genommen.

Die Pflichten der Regulierungsbehörde bestehen im Wesentlichen darin, die "Vertragsbedingungen" nicht einseitig zu kündigen oder zu verändern. Nur wenn die Spielregeln über einen langen Zeitraum hinweg festgelegt werden, können Marktparteien sich auch entsprechend daran halten. Gerade diese Pflicht, langfristig geltende Eckpfeiler der Regulierung zu formulieren, festzulegen und sich daran zu halten, wird von den Regulierungsbehörden zurzeit nicht wahrgenommen. Es bleibt zu hoffen, dass die Verordnung diesem Missstand entgegenwirkt.

Untersucht man die heutigen Vorschläge der Bundesnetzagentur bzw. das vorgeschlagene Konzept von VDEW/VDN/VRE, so vermisst man gerade diese langfristige Komponente. Lediglich die Vereinfachungsoption für KMU der bayerischen Kooperationsgesellschaften versucht die Entwicklung einer mittel- und langfristigen Perspektive der Regulierung. Ohne diese mittel- und langfristige Ausrichtung sind keine effizienten Investitionsentscheidungen zu erwarten und damit die Effektivität jeglicher Anreize in Frage zu stellen.

Schlussfolgerungen

Die bevorstehende Anreizregulierung bedeutet einen tief greifenden Paradigmenwechsel in der Regulierung von Netzbetreibern. Die Anreizregulierung ermöglicht die Erschließung von zusätzlichen Effizienzpotentialen, die durch übliche Regulierungsprinzipien nicht oder kaum erschlossen werden können. Die Ausgestaltung des Anreizverfahrens birgt allerdings signifikante Risiken, die die Effizienzgewinne zum Teil konterkarieren können.

Die Effektivität einer Anreizregulierung in einer kapitalintensiven Branche steht und fällt mit der Vorgabe effektiver Investitionsanreize. Effektive Investitionsanreize erfordern eine *langfristige Betrachtungsweise*. Der Grundbaustein einer effektiven Anreizregulierung ist daher das Vertrauen der Investoren, dass die Anreizregulierung langfristig funktioniert. In diesem Sinne muss es die Hauptaufgabe der Verordnung sein, stabile Eckpfeiler für die nächsten Regulierungsperioden festzulegen. Zu diesen Eckpfeilern gehört die Festlegung der Erlösformel, einschließlich der Verfahren zur Festlegung der x-Faktoren (oder zumindest gültige "Leitplanken") und der Methodik zur Festlegung des jeweiligen Startwertes zum Anfang einer Regulierungsperiode.

Die Produktivitätsvorgaben sollten möglichst stabil ermittelt werden. Als ein stabiler Vergleichsmaßstab eignet sich naturgemäß das *durchschnittliche Produktivitätswachstum* besser als individuell ermittelte, relative Effizienzen. Aus der Volkswirtschaft sind unterschiedliche Verfahren zur Berechnung von Produktivitätsraten bekannt und erprobt. Diese Produktivitätswachstumsraten sollten das Rückgrat einer Anreizregulierung bilden, kombiniert mit zusätzlichen individuellen Effizienzvorgaben, die zum Abbau der *anfänglichen* Ineffizienzen dienen.

Die Anwendung einer Anreizregulierung kann in der Regel nicht mechanistisch umgesetzt werden. Auch die Bundesnetzagentur schlägt in ihrem Bericht vor, dass die Landesregulierungsbehörden auf Basis der Vorschläge der Bundesnetzagentur und unter Berücksichtigung unternehmensindivi-

dueller Gegebenheiten die tatsächlichen Erlösobergrenzen festlegen. Es ist erforderlich, dass der Spielraum zur Berücksichtigung individueller Besonderheiten effektiv und mit Augenmaß gemittelt wird.

Ein Anreizverfahren, das auch Anreize für effiziente Investitionen setzen soll, muss sicherstellen, dass die Versorgungsqualität ausreichend berücksichtigt wird. So sind von den Netzbetreibern *Qualitäts-Management-Verfahren* zu entwickeln, um die Entwicklung der Netzsubstanz auch mittel- und langfristig beurteilen zu können. Nur dadurch kann sichergestellt werden, dass Netzbetreiber die mit dem Netzbetrieb verbundenen Risiken beherrschen und für die Höhe der von ihnen verursachten Kapitalkosten vollständig verantwortlich gemacht werden können. Neben der Substanzüberwachung ist es erforderlich, dass diese Verfahren neben den Risiken für die Versorgungsqualität und weitere, in erster Linie wirtschaftliche Risiken identifizieren und quantifizieren. So ist gewährleistet, dass alle relevanten Risiken, die mit dem Betrieb der Netze verbunden sind, von den Netzbetreibern erkannt und beherrscht werden können. ■

zur Person

Dr.-Ing. Jens Büchner

- 2004 Gründung und Geschäftsführung E-Bridge Consulting GmbH
- Seit mehr als 13 Jahren in der Beratung von Strom- und Gasversorgungsunternehmen tätig; Schwerpunkt: Beratung von Unternehmen im Rahmen der Umstrukturierung und Regulierung der Energiewirtschaft.

Dr.-Ing. Jörg Katzfey

- Seit 10/06 Senior Consultant bei E-Bridge Consulting, Bonn
- Davor 5 Jahre im Verteilungsnetzbereich eines großen deutschen Energieversorgers
- Dort in leitender Position maßgebliche Mitgestaltung beim Aufbau des Regulierungsmanagements
- Mehr als 10-jährige Erfahrung in der elektrischen Energieversorgung