

Kostenmanagement im Rahmen der Anreizregulierung

Ralph Kremp und Oliver Radtke

Am 1.1.2009 hat für die Netzbetreiber ein Wechsel im Regulierungsregime stattgefunden. Die kostenbasierte Entgeltermittlung wird durch eine Erlösbergrenzenregulierung, die in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) festgelegt ist, abgelöst. Ziel dieses Wechsels ist es, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu schaffen und dadurch die Kosten für den Netznutzer langfristig zu senken. Die Notwendigkeit einer Kostensenkung ist vielen Netzbetreibern bewusst, allerdings besteht die Schwierigkeit in der Einschätzung, in welchen Bereichen welches Potenzial vorhanden ist bzw. welche Ansatzpunkte für Handlungsbedarf bestehen. Ein systematischer Analyseweg hilft weiter.

Zur Vorbereitung auf die Anreizregulierung haben die zuständigen Regulierungsbehörden im Dezember 2008 begonnen, die Festlegungen der Erlösbergrenzen, die die zulässigen Erlöse aus Netzentgelten in den nächsten fünf Jahren (vier Jahre für Gasnetze) bestimmen, an alle deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber zu übermitteln. Die Ermittlung dieser Erlösbergrenzen ist in der ARegV geregelt, wobei ein entscheidender Faktor für die Entwicklung die Effizienz des jeweiligen Netzbetreibers ist. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat im Laufe des Jahres 2008 die Effizienzen für alle Netzbetreiber bestimmt. Die Mittelwerte liegen im Strom bei 92,2 % und im Gas bei 87,3 %. Für Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren teilgenommen haben, gilt ein Effizienzwert von 87,5 %. Dies bedeutet für einen Großteil der Unternehmen, dass die Erlöse aus Netzentgelten in den kommenden Jahren sinken werden.

Durch ein Erlösmanagement ist es möglich, die zulässigen Erlöse im Rahmen der ARegV geringfügig anzuheben. Bspw. können die Netzbetreiber den pauschalierten Investitionszuschlag oder den Erweiterungsfaktor beantragen. Das Kostenmanagement bietet den Netzbetreibern allerdings weitaus größere Möglichkeiten, um auf die sinkenden Renditen zu reagieren. Ziel sollte es sein, die Kosten zu senken und somit die Rendite konstant zu halten oder ggf. sogar zu maximieren.

Analyse der Effizienzlücke bzw. des Kostensenkungsbedarfs

Die Wahl des Verfahrens in der Anreizregulierung, ob vereinfacht oder vollständig, hat keinen Einfluss auf die Notwendigkeit der Kosteneinsparung. Durch die Ausgestaltung der ARegV ist die Absenkung des Erlöspfadens in der ersten Regulierungsperiode noch relativ gering. Es müssen die vorhandenen Ineffizienzen zunächst nur zu 50 % abgebaut werden. Dies gilt nicht in der zweiten Regulierungsperiode. Hier sind die Effizienzvorgaben innerhalb von nur fünf Jahren zu erreichen, folglich ist der Kostendruck bei gleicher Effizienz doppelt so hoch.

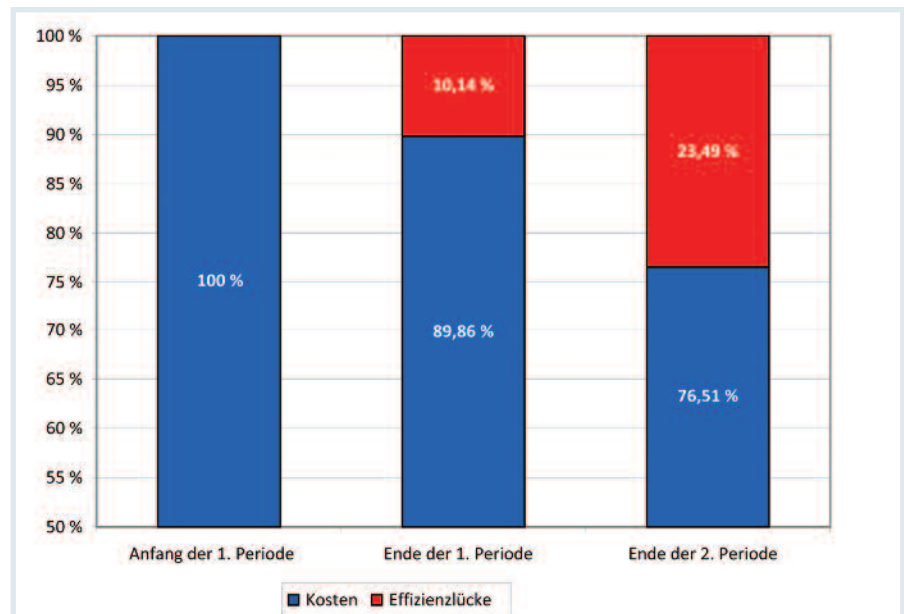


Abb. 1 Effizienzlücke im vereinfachten Verfahren

Abb. 1 bietet eine prozentuale inflationsbereinigte Darstellung, wie sich die Erlöse von Beginn der ersten bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode bei einem Effizienzwert von 87,5 % entwickeln. Bei einem linearen Verlauf des Erlöspfadens zwischen den Perioden sind die zulässigen Erlöse am Ende des betrachteten Zeitraums um 23,5 % geringer, als dies zum heutigen Zeitpunkt der Fall ist. Berücksichtigt wurde in der Darstellung der in der ARegV vorgeschriebene generelle sektorale Produktivitätsfaktor, der mindernd auf den Erlöspfad wirkt. Die Regulierungsformel der ARegV beinhaltet noch zusätzlich die allgemeine Geldwertentwicklung, die an dieser Stelle vernachlässigt wurde, da diese lediglich ein Korrektiv darstellt, um tatsächlich entstandene Kostensteigerungen (z. B. Lohnkosten) zu kompensieren. Für die Unternehmen ist aber vielmehr entscheidend, welche Absenkungen real erwirtschaftet werden müssen.

In dieser Darstellung ist die vorgeschriebene Kostenprüfung, die vor der zweiten Regu-

lierungsperiode durchgeführt werden muss, noch nicht berücksichtigt. Das Basisjahr für die Bestimmung der Erlösbergrenzen in der zweiten Regulierungsperiode ist im Bereich Strom das Jahr 2011 und bei Gas das Jahr 2010. Aus Erfahrungen mit den Regulierungsbehörden im Rahmen der vergangenen Entgeltgenehmigungsverfahren sind zusätzliche Kürzungen der Erlösbergrenzen in dieser Kostenprüfung zu erwarten. Zur Vereinfachung, insbesondere für kleine Netzbetreiber, haben die Regulierungsbehörden teilweise auf eine zweite Kostenprüfung mit Basisjahr 2006 verzichtet. Folglich ist das Basisjahr für die Anreizregulierung bei vielen kleinen Netzbetreibern das Jahr 2004. Insbesondere diese Unternehmen müssen jedoch in der Kostenprüfung vor der zweiten Regulierungsperiode zusätzlich mit erheblichen Kürzungen rechnen. Der Bereich der kalkulatorischen Kapitalkosten wird aufgrund der mittlerweile vom BGH gerichtlich weitgehend bestätigten Vorgehensweise seitens der Regulierungsbehörden besonders starken Kürzungen unterliegen. Wird dieser

Sachverhalt zusätzlich berücksichtigt, so ergeben sich deutliche zusätzliche Absenkungen, die in Abb. 1 noch nicht enthalten sind.

Aufgrund dieser Tatsachen wird umso deutlicher, dass sich die Unternehmen mit Blick auf die zweite Regulierungsperiode rechtzeitig mit einem individuellen Kostenmanagement auseinandersetzen müssen.

Vorgehensweise

Ein wirksames Kostenmanagement bildet die Grundlage für die Identifizierung der Handlungsmöglichkeiten und die Quantifizierung der Einsparpotentiale im Unternehmen. Um diese Möglichkeiten und Potenziale aufzudecken ist es sinnvoll, die Untersuchungen in mehrere Bereiche zu unterteilen. Neben betriebswirtschaftlichen Überlegungen sollten i. W. der auf die Kapitalkosten wirkende Umfang der Betriebsmittel, die Kosten der technischen Bereiche sowie die i. d. R. über Gemeinkostenschlüssel bzw. Service-Verträge zugeordneten Kosten aus allgemeinen Querschnittsbereichen untersucht werden.

Für eine erste Analyse der betriebswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Strukturen können die Kosten aus den Genehmigungsbescheiden und die Strukturdaten aus den Erhebungen der BNetzA, die im Rahmen der Anreizregulierung erfasst wurden, verwendet werden. Diese Daten liegen bei den Unternehmen in einer guten Qualität vor. Für detailliertere Untersuchungen müssen allerdings die tatsächlichen Kosten ermittelt werden, um daraus die tatsächliche Effizienzlücke und den entsprechenden Handlungsbedarf zu bestimmen. Aus einer Betrachtung der spartenübergreifenden Tätigkeiten sowie der gemeinsamen Bereiche können Einsparpotenziale sogar über den Netzbereich hinaus ermittelt werden.

Im Rahmen der betriebswirtschaftlichen Überlegungen können zunächst einige Aspekte der Kalkulation der Netzentgelte untersucht werden. Neben einer Überprüfung der Angemessenheit der Gemeinkostenschlüssel sind insbesondere Effekte in der Bilanz, die aufgrund des Kalkulationsmechanismus der NEV auf die Eigenkapitalverzinsung wirken, sowie Sondereffekte (z. B. Rückstellungen oder außerperiodische Effekte) gesondert zu untersuchen. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Aktivierungspolitik, die in der Vergangenheit bei Netzbetreibern sehr unterschiedlich praktiziert wurde. Dementsprechend sind beispielsweise bei identischen Netzstrukturen vollkommen unterschiedliche Kosten-

strukturen zwischen zwei ansonsten vergleichbaren Netzbetreibern möglich. Sehr unterschiedlich ist nicht nur die Grenze dessen, ob bzw. was an Maßnahmen überhaupt aktiviert, sondern auch in welcher Höhe die Aktivierung vorgenommen wurde. So wird bspw. der Planungsanteil oder die Bauüberwachung der Maßnahme unterschiedlich behandelt.

Während in der Vergangenheit aus verschiedenen Gründen eine sehr hohe Aktivierungsgrenze gewählt wurde, gehen die Netzbetreiber zunehmend dazu über, die eigene Aktivierungspolitik grundsätzlich zu überdenken. Durch eine Umstellung der Aktivierungsgrundsätze können die Unternehmen sehr schnell Betriebskosten senken. Mit Blick auf die folgenden Regulierungsperioden ist allerdings zu berücksichtigen, dass dadurch systematisch Anlagevermögen und daraus folgend Kapitalkosten aufgebaut werden. Es muss daher individuell untersucht werden, welcher Anteil der Kosten sich durch eine veränderte Aktivierungspolitik verändern lässt und welche Effekte bzw. Auswirkungen sich insbesondere hinsichtlich der Erlöswirksamkeit für zukünftige Regulierungsperioden ergeben. Mit Blick auf das nächste Basisjahr einer Entgeltkalkulation sollten entsprechende Maßnahmen auch in zeitlicher Hinsicht (z. B. richtige Investitionszeitpunkte) sorgfältig geplant werden. Die hieraus resultierenden Effekte auf die Unternehmensergebnisse bzw. die Steuerbemessung sollten ebenfalls berücksichtigt werden. Entsprechende Simulations- bzw. Szenariorechnungen können dabei äußerst hilfreich sein.

In der Analyse der technischen Netzstrukturen stehen die eingesetzten Betriebsmittel im Mittelpunkt. Anhand von Kennzahlen kann ermittelt werden, ob der Umfang der eingesetzten Betriebsmittel vergleichsweise hoch oder eher niedrig ist. Allerdings darf bei dieser Betrachtung die Versorgungsaufgabe nicht außer Acht gelassen werden. Gegebenenfalls ist gerade hierin der Grund für die besonders hohe oder niedrige Anzahl der verwendeten Assets zu finden, da entsprechende äußere Gegebenheiten einen korrespondierenden Betriebsmitteleinsatz erforderlich erscheinen lassen. Folglich muss das Verhältnis zwischen den eingesetzten Betriebsmitteln unter Berücksichtigung der Randbedingungen des Versorgungsgebietes untersucht werden. In der Regel ergeben sich hier bereits die ersten Handlungsoptionen für die Unternehmen. Unterschiede in den Planungsgrundsätzen bzw. Netzstrategien werden hierbei ersichtlich und führen häufig zu einem Überdenken der täglichen Arbeitsspraxis.

Allerdings sind die hierdurch resultierenden Effekte im Bereich der Kapitalkosten aufgrund der langen Nutzungsdauern der Betriebsmittel, eher als langfristig beeinflussbar zu kennzeichnen. Selbst in den Fällen, in denen der kurzzeitige Kostendruck bei den Netzbetreibern häufig nicht sehr stark ausgeprägt ist, kann sich dies aber – wie oben dargestellt – in der Zukunft deutlich ändern. Damit aber nun gerade in zukünftigen Regulierungsperioden entsprechende Maßnahmen Wirkung entfalten können, sollte rechtzeitig mit der Umsetzung begonnen werden. Von daher ergibt sich auch in diesem Bereich für eine wirksame Kostenreduzierung in der Zukunft kurzfristiger Handlungsbedarf.

Die in einem kürzeren Zeithorizont unmittelbar zu beeinflussenden Kosten werden in der Analyse der Betriebskosten untersucht. Ziel einer Betriebskostenanalyse ist es, zunächst die großen Kostenblöcke und Kostentreiber zu identifizieren, um anschließend gezielt weitere Analysen in den entsprechenden Kernprozessen durchzuführen.

Aus diesen Analysen lässt sich bspw. ableiten, welche Unternehmensbereiche deutlich höhere Kostenanteile verursachen und wo möglicherweise eher Handlungsbedarf besteht. Durch einen zusätzlichen unternehmensübergreifenden Vergleich lässt sich ermitteln, ob die entsprechenden Leistungen in kostenoptimaler Art und Weise durchgeführt werden. In Abb. 2 wird eine Verteilung der durchschnittlichen Kosten auf die Netzprozesse eines Stromnetzbetreibers dargestellt.

Bei der Analyse der identifizierten Bereiche ist zudem eine Untersuchung der Kostenarten unumgänglich. Dabei müssen zur Beurteilung der Kosten die Eigenfertigungstiefe bzw. die Relation zwischen eigen-erstellten Leistungen und als Dienstleistung zugekauften Fremdleistungen untersucht werden. Wenn z. B. sowohl der Anteil der Fremdleistungen als auch der Personalkostenanteil sehr hoch sind, ist eine mögliche Herangehensweise, die Auslastung der entsprechenden Mitarbeiter zu ermitteln.

Die Auslastung der eigenen Mitarbeiter und der Anteil der Fremdleistungen muss selbstverständlich im Einklang zueinander stehen. Bspw. können eingekaufte oder verrechnete interne Leistungen wie Gebäudemanagement oder die Informationswirtschaft analysiert werden. Bei diesen Leistungen ist ein Blick auf das allgemeine Marktpreisniveau für vergleichbare Tätigkeiten bzw. bei anderen Versorgungsunternehmen hilfreich. Dies kann Verbesserungsmöglichkeiten aufzeigen.

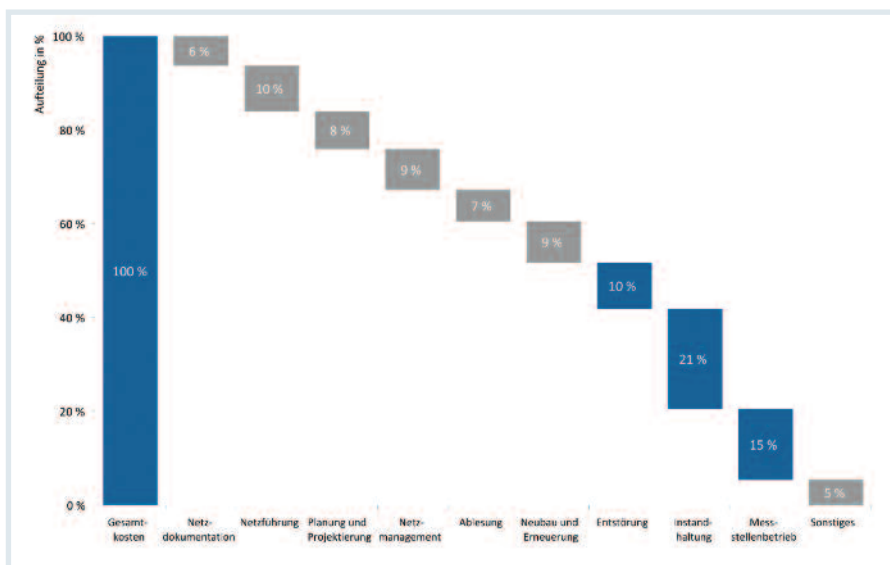


Abb. 2 Verteilung der durchschnittlichen Betriebskosten auf die Netzprozesse Strom

In vielen Fällen ist es möglich, durch eine geringere Vergabe an Dritte eine höhere Auslastung der Mitarbeiter zu erzielen und somit Kosten einzusparen. Entscheidet man sich hingegen für eine Vergabe von Fremdleistungen, so muss sich der Netzbetreiber über mögliche Überkapazitäten und deren Abbau bzw. anderweitige Verwendung des Personals Gedanken machen.

Bei solchen Untersuchungen ist i. d. R. eine spartenübergreifende Analyse sinnvoll, wodurch zusätzliche Einsparpotenziale und Handlungsmöglichkeiten aufgedeckt werden können. Ziel sollte - bei einer möglichst

hohen Auslastung der eigenen Mitarbeiter - ein optimales Verhältnis zwischen Eigen- und Fremdleistungen sein.

Die Organisationsstrukturen betreffen in den seltensten Fällen den Netzbetreiber isoliert und sind daher ebenfalls spartenübergreifend zu analysieren. So ist es bspw. nicht sinnvoll, eine Netzleitstelle oder die Planung für die Sparte Stromnetz separat zu organisieren. Teilweise werden in den Unternehmen die gleichen Tätigkeiten in verschiedenen Abteilungen doppelt durchgeführt, was zu erheblichen Ineffizienzen führt. Durch eine Betrachtung der sparten-

übergreifenden Tätigkeiten lassen sich in den meisten Fällen weitere Synergien innerhalb der Unternehmen identifizieren.

Für Unternehmensbereiche, die einen hohen Fixkostenanteil aufweisen, ist zudem zu untersuchen, inwieweit die entsprechende Ausbringungsmenge der Leistung angemessen ist. Durch entsprechende Kooperationen in einzelnen Prozessen lassen sich häufig die spezifischen Kosten optimieren.

In den Netzkosten sind die Kosten der Querschnittsbereiche i. d. R. nur anteilig enthalten. Bei integrierten Unternehmen werden sie i. d. R. über entsprechende Umlagen zugeschlüsselt. Bei Netzgesellschaften im Pacht- und Dienstleistungsmodell sind sie gewöhnlich Bestandteil der entsprechenden Betriebsführungsentgelte.

Will man wirksame Kostensenkungen realisieren, so reicht es selbstverständlich nicht aus, nur den in den Netzentgelten enthaltenen Anteil zu untersuchen, sondern der hinter den Kosten liegende Prozess sollte in Gänze untersucht werden.

In Abb. 3 sind nochmals zusammenfassend die bereits beschriebenen Herangehensweisen aufgeführt. Die dargestellten Bereiche und Auswertungen zeigen nur eine Auswahl der möglichen Untersuchungen. Grundsätzlich sind solche Analysen sehr individuell zu gestalten und auf die jeweiligen Bedürfnisse und Schwachstellen der Unternehmen zu fokussieren.

Mögliche Kostensenkungsmaßnahmen

Die beschriebenen Analysen zeigen in einem ersten Schritt die Bereiche auf, in denen sich Kostensenkungen realisieren lassen. In den anschließenden Untersuchungen muss eine Quantifizierung und ein detaillierter Maßnahmenplan ausgearbeitet werden.

Probleme in den technischen Netzstrukturen lassen sich mit Hilfe des Asset Managements genauer untersuchen und mögliche Handlungsmaßnahmen ableiten. Durch eine Überprüfung der Planungsgrundsätze und des Investitionsplans der kommenden Jahre kann die Anzahl der eingesetzten Assets langfristig sinken. Bei einer Verringerung der Betriebsmittel ergeben sich mittelfristig auch Rückwirkungen auf den Wartungsaufwand. Wenn bspw. anhand der technischen Analyse festgestellt wurde, dass mehrere Stationen in den nächsten Jahren ohne eine Minderung der Versorgungssicherheit entfallen können, resultieren daraus nicht nur geringere Ka-

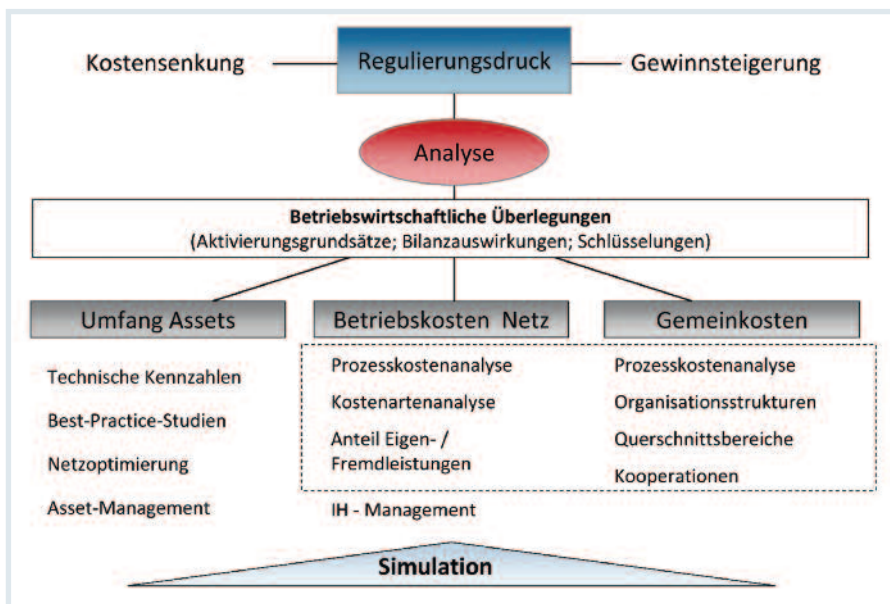


Abb. 3 Herangehensweise

pitalkosten, sondern auch der Betriebsaufwand reduziert sich.

Die Instandhaltungsstrategie kann in Abhängigkeit des Einflusses der einzelnen Betriebsmittel auf die Versorgungssicherheit, die wirtschaftliche Bedeutung und den Zustand abgestimmt werden. Eine turnusmäßige Wartung z. B. aller Gasdruckregelanlagen ist meist nicht notwendig. Die Stationen mit einer hohen Bedeutung haben eine höhere Priorität und somit auch kürzere Wartungsintervalle.

Aus einer rein kaufmännischen Sicht heraus ist zudem zu untersuchen, inwieweit eine umfangreiche Instandhaltung der Betriebsmittel über die kalkulatorische Nutzungsdauer hinaus sinnvoll ist, da diese Anlagegüter in der Systematik der Anreizregulierung keine Erlöse erwirtschaften. Die meist höheren Aufwendungen bei älteren Anlagen wirken außerhalb der Basisjahre sogar negativ auf das Geschäftsergebnis.

Optimierungsrechnungen können den optimalen Zeitpunkt im Rahmen der Anreizregulierung für die Durchführung einer Maßnahme bestimmen. Entsprechende betriebswirtschaftliche Aspekte (z. B. Aktivierungspolitik) sollten wie oben beschrieben gesondert berücksichtigt werden. Durch Simulationsrechnungen können die jeweiligen Effekte veranschaulicht und dargestellt werden. Hierfür wurde bei BET ein auf die spezifischen Anforderungen eines Netzbetreibers abgestimmtes Simulationstool (STAR-Modul) entwickelt.

Weiterhin lassen sich im Bereich der Betriebskosten über eine Entscheidung der Fremdvergabe oder der verstärkten Eigenleistung Kosten senken. Eine Beschränkung auf die Kernkompetenzen eines Energieversorgungsunternehmens kann genauso zielführend sein, wie eine größere Fertigungstiefe. Entscheidend ist, welches Personal vorhanden und wie gut dieses ausgelastet ist. Kooperationen mit anderen Netzbetreibern sollten in diesen Überlegungen mit berücksichtigt werden, da sich hier erhebliches Potenzial verbirgt.

In den Analysen der Organisationsstrukturen können häufig Optimierungspotenziale aufgedeckt werden. Häufig sind Tätigkeiten unnötigerweise auf verschiedene Abteilungen aufgeteilt. In diesen gewachsenen Strukturen können ineffiziente Schnittstellen und unnötiger Aufwand abgebaut und optimiert werden.

Durch eine verbesserte Organisationsstruktur sind die Mitarbeiter nicht nur besser

ausgelastet, durch eine klare Abgrenzung der Zuständigkeiten steigt ebenfalls die Mitarbeitermotivation, wodurch sich die Effizienz eines jeden Mitarbeiters zusätzlich steigern lässt.

Kostenmanagement ist in jedem Fall profitabel

Die Notwendigkeit eines wirksamen Kostenmanagements in der Anreizregulierung wird deutlich, wenn man sich die inflationsbereinigte Entwicklung der Erlösobergrenzen ansieht. Die Kürzungen in den zulässigen Erlösen, die von den Regulierungsbehörden übermittelt wurden, erscheinen auf einen ersten Blick möglicherweise recht moderat. Bereinigt man den Inflationsausgleich sowie (insbesondere bei Unternehmen, deren Basisjahr 2004 ist) zusätzlich die zu erwartenden Effekte der neuen Entgeltgenehmigung, so wird deutlich, wie groß mittelfristig die Differenz zwischen der Erlösobergrenze und den tatsächlichen Kosten ist.

Wichtig für ein wirksames Kostenmanagement ist eine strukturierte Analyse des Netzbetreibers und der entsprechenden Querschnittsfunktionen im Unternehmen. Ansatzpunkte lassen sich in der Regel für jeden Netzbetreiber identifizieren. Selbst Netzbetreiber mit einer Effizienz von 100 % können und sollten Optimierungspotenziale identifizieren und heben. Zum einen können zusätzliche Renditen durch Kostensenkungen erzielt werden. Zum anderen wird es eine erneute Effizienzmessung auf Basis der dann vorhandenen Kostenstrukturen geben. Jene Netzbetreiber, die erheblich Kosten gesenkt haben, werden voraussichtlich die Effizienzgrenze bilden und somit die Vorgaben für die anderen Netzbetreiber bestimmen. Eine Beibehaltung der momentanen Kostensituation führt beim Vergleichsprinzip der Effizienzmessung zwangsläufig zu geringeren Effizienzwerten.

Die Maßnahmen zur Kostensenkung, unabhängig davon ob es sich bspw. um den Bereich der Netze oder der Organisationsstrukturen handelt, benötigen in der Umsetzung Zeit. Damit die Effekte für die zweite Regulierungsperiode schon ihre Wirkung entfalten können, sollte rechtzeitig mit der Umsetzung begonnen werden.

*Dipl.-Ing. O. Radtke und Dipl.-Kfm. R. Kremp, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen
oliver.radtke@bet-aachen.de*