

# Künftige Netzregulierung als Grundpfeiler einer effektiven Liberalisierung des deutschen Stromsektors

Von Uwe Leprich\*, Jochen Diekmann\*\* und Hans-Joachim Ziesing\*\*

**Zusammenfassung:** Mit dem 2005 novellierten Energiewirtschaftsgesetz wurde in Deutschland eine staatliche Regulierung der Energienetze eingeführt, die einen diskriminierungsfreien Netzzugang und eine zunächst kostenorientierte Entgeltbindung vorsieht. Wie schon in vielen anderen Ländern soll künftig auch hier eine sogenannte Anreizregulierung etabliert werden, bei der jedem Netzbetreiber eine Entwicklung von Preis- oder Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode vorgegeben wird. Ausgehend von theoretischen Fundierungen einer Netzentgeltregulierung werden in diesem Beitrag wesentliche Gestaltungselemente einer Anreizregulierung wie Kostenprüfung, Effizienzvergleich, Anpassungsformel und Qualitätsregulierung diskutiert. Je nach Ausgestaltung dieser Elemente werden unterschiedliche Anreize für die Netzbetreiber gesetzt, um erwünschte Aktivitäten zu belohnen und unerwünschte zu sanktionieren. Zugleich müssen mögliche Fehlanreize vermieden werden. So darf die Regulierung nicht allein auf Rationalisierung zielen, sondern muss zugleich auch den Anforderungen der Qualität und der Umstrukturierung des Stromsektors Rechnung tragen. Aspekte der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit sowie der Servicequalität müssen deshalb frühzeitig im Anreizmechanismus und nach Möglichkeit bereits im Effizienzvergleich explizit berücksichtigt werden.

**Summary:** In Germany state regulation of energy networks was introduced by the amendment of the Energy Utility Act in 2005. This regulation shall enable a non-discriminatory third party access to the transmission and distribution systems and starts with a cost oriented approach of tariff regulation. Following many other countries, Germany is now preparing the introduction of a modern incentive regulation scheme, which will define price or revenue caps for each network operator during a regulatory period. On the basis of theoretical foundations of network regulation, considering both neoclassical and institutional approaches, this article discusses important design elements of incentive regulation like cost accounting, benchmarking, regulation formula and quality regulation. The design of these elements determines the incentives given to network operators, in order to stimulate desired action or to sanction undesired behavior. Most notably, wrong incentives must be avoided. In particular, regulation should not focus on rationalization alone, but has to allow for sufficient quality of supply and the restructuring of the electricity sector. The dimensions of security of supply, reliability, and service quality therefore have to be implemented in the incentive scheme from the beginning. As far as possible, quality aspects should be fully integrated in the benchmarking process.

JEL Classification: L51, L94, Q48, L43

Keywords: Economics of regulation, electric utilities, network industries, incentive regulation, energy markets, natural monopoly

\* Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes, E-Mail: [uleprich@htw-saarland.de](mailto:uleprich@htw-saarland.de)

\*\* DIW Berlin, E-Mail: [jdiekmann@diw.de](mailto:jdiekmann@diw.de), [hzieasing@diw.de](mailto:hzieasing@diw.de)

## 1 Einleitung

Die Notwendigkeit, Stromnetze staatlich zu regulieren, wurde in Deutschland bis zur Verabschiedung der zweiten Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie im Sommer 2003 nicht gesehen. Vielmehr glaubte man, mit einer freiwilligen Verhandlungslösung zwischen den betroffenen Akteuren zum gleichen Ziel zu gelangen. Nicht nur durch den Umstand, dass die Richtlinie eine Stromnetzregulierung explizit vorschreibt, sondern auch aufgrund der Erkenntnis, dass die Strommarktliberalisierung in Deutschland bisher zu unbefriedigenden Ergebnissen geführt hat (siehe dazu aktuell Bundesnetzagentur 2006b), hat innerhalb kurzer Zeit ein Umschwung der politischen und öffentlichen Meinung stattgefunden. Die Notwendigkeit der Regulierung und einer kompetenten und schlagkräftigen Regulierungsbehörde wird nicht länger in Frage gestellt, sondern als wichtiger Eckpfeiler einer Politik zur Intensivierung des Wettbewerbs begriffen.

Aufbauend auf einer jahrzehntelangen Regulierungspraxis wurde insbesondere in den angelsächsischen Ländern in den 90er Jahren ein moderner Regulierungsansatz entwickelt, der als „incentive regulation“ mittlerweile in alle Regulierungsbereiche (v.a. Telekommunikation, Strom, Gas) Eingang gefunden hat (vgl. Joskow 2006). Nach anfänglichem Zögern wird nun auch in Deutschland eine Anreizregulierung entwickelt, die noch in einer Rechtsverordnung zu konkretisieren ist und zum 1. Januar 2008 eingeführt werden soll. In diesem Beitrag werden die wesentlichen Elemente dieses neuen Regulierungskonzeptes diskutiert.<sup>1</sup>

## 2 Notwendigkeit und ökonomische Fundierung einer Netzregulierung

Der Begriff der Regulierung umfasst im weitesten Sinne sämtliche rechtlichen, organisatorischen und institutionellen Regelungen. Im Fokus der Diskussion steht jedoch die Regulierung der Energiemärkte im engeren Sinne, die sich aus der ökonomischen Theorie ableitet: Auf Grund der speziellen Kostenstruktur im Bereich der Netzinfrastruktur (v.a. Subadditivität der Kostenfunktion) würde Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Anbietern zwangsläufig dazu führen, dass nur ein Anbieter übrig bliebe. Netze gelten daher als „natürliche Monopole“ und werden üblicherweise als klassischer Marktversagensfall vom Wettbewerb ausgenommen. Regulierung des Netzbereichs dient hier als Wettbewerbersatz und soll zugleich die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb in anderen Bereichen (Erzeugung, Handel) verbessern. Sie umfasst – neben einer ausreichenden Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen und der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs – vor allem eine Regulierung der Netzentgelte und der Versorgungsqualität („ökonomische Regulierung“). Im Vordergrund stehen dabei ökonomische Effizienzziele.

Während sich die deutsche Regulierungsdiskussion bisher fast ausschließlich auf die Auseinandersetzung mit Varianten einer neoklassisch fundierten Regulierungstheorie beschränkt, spielen insbesondere in den USA institutionalistische Forschungen und Erkenntnisse seit vielen Jahren eine herausragende Rolle (vgl. dazu Leprich 1994, Reuter 1996

<sup>1</sup> Der Artikel basiert auf der im Juni 2006 abgeschlossenen Studie Leprich, Diekmann und Ziesing (2006) und berücksichtigt darüber hinaus den unmittelbar danach veröffentlichten Bericht der Bundesnetzagentur (2006a).

und Trebing 2001). Aus Sicht der institutionalistischen Forschung lässt sich die Notwendigkeit von Regulierung u.a. auch unter den Aspekten der Versorgungssicherheit, der Kontrolle ökonomischer Macht, des Verbraucherschutzes und des Umweltschutzes begründen.

### *Versorgungssicherheit*

Stromnetze sind Teil der Infrastruktur, die für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit unverzichtbar ist. Ihre ausreichende und zuverlässige Bereitstellung sollte sich deshalb nicht allein an Renditerationalitäten privater Kapitalgesellschaften orientieren. Versorgungssicherheit lässt sich ökonomisch als meritorisches Gut definieren, von dessen Nutzung niemand ausgeschlossen werden und dessen „Konsum“ keiner Rivalität unterliegen soll. Privatwirtschaftlich betriebene Stromnetze bedürfen demnach einer staatlichen Regulierung, um die notwendige Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gewährleisten. Dies kann sofern nötig auch eine Kontrolle der Investitionstätigkeit einschließen.

### *Kontrolle ökonomischer Macht*

Die Betreiber von Stromnetzen, den Schlagadern des Stromsystems, besitzen eine große ökonomische Macht, die weder durch tatsächlichen noch durch potenziellen Wettbewerb bedroht werden kann. Dieser Umstand erfordert – nicht zuletzt aus Legitimationsgründen in einer ansonsten wettbewerblich organisierten Wirtschaft – eine wirksame öffentliche Kontrolle. Hinzu kommt ein hohes Diskriminierungspotenzial gegenüber Newcomern, verbunden mit der Möglichkeit hoher Monopolgewinne. Gerade für vertikal integrierte Unternehmen bestehen erhebliche Spielräume für die Verfolgung eigener Interessen, die sich stark von den politisch formulierten und demokratisch legitimierten Gemeinwohlinteressen im Stromsektor unterscheiden können. Eine wichtige Aufgabe staatlicher Regulierung ist es, diese Spielräume zu minimieren. Diese Aufgabe würde durch eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Transportnetze insbesondere von der Erzeugung, wie sie in Deutschland gegenwärtig zunehmend gefordert wird, erheblich erleichtert.

### *Gerechtigkeit und Verbraucherschutz*

Netzregulierung muss über alle ökonomischen Effizienzziele hinaus stets den Anspruch haben, gleichrangig auch Gerechtigkeitsziele zu verfolgen. Dies umfasst u.a.

- a) Gerechtigkeit gegenüber allen Nutzern der Netze im Sinne von diskriminierungsfreiem Netzzugang,
- b) Gerechtigkeit im Hinblick auf die Höhe der Netzentgelte für die unterschiedlichen Kundengruppen, insbesondere auch Schutz der Haushalts- und kleinen Gewerbekunden vor Quersubventionierungen zugunsten großer Industriekunden,<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Ein Ansatz wie das sogenannte „Ramsey-Pricing“, das nach neoklassischem Regulierungsverständnis als effizienter Preisbildungsmechanismus gilt, da er jene Kunden besonders stark belastet, die eine geringe Preiselastizität aufweisen, wäre nach institutionalistischem Regulierungsverständnis mit der gleichberechtigten Betonung des Gerechtigkeitsziels von Regulierung nicht akzeptabel.

- c) Gerechtigkeit im Hinblick auf die Struktur der Netzentgelte dahingehend, dass auch temporäre Leistungsanspruchnahmen einen angemessenen Beitrag zu den Systemvorhaltungskosten leisten (z. B. Wochenendhäuser, Zweitwohnsitze etc.).

Hinzu kommt die dauerhafte Sicherung einer guten Servicequalität gerade auch für Massenkunden und kleine dezentrale Einspeiser, verbunden mit qualifizierten Beratungsprogrammen und einer breiten Informationsbereitstellung.

### *Umweltschutz*

Die Stromerzeugung hat einen hohen Anteil am Primärenergieverbrauch und ist in Deutschland für über ein Drittel der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich. Vor dem Hintergrund der Erderwärmung erscheint ein grundlegender Umbau des Stromsystems hin zu kleineren dezentralen Erzeugungsanlagen (Kraft-Wärme-Kopplung), einer stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien und einer höheren Stromeffizienz beim Verbraucher unabdingbar. Stromnetzbetreiber als Mittler zwischen Stromerzeugung und -vertrieb bzw. Stromhandel sollten diese Entwicklungen im Rahmen ihrer Möglichkeiten unterstützen und ihnen zumindest keine Steine in den Weg legen. Dazu bedarf es eines intelligenten Regulierungssystems, das konterkarierende Anreize neutralisiert und unterstützende Aktivitäten belohnt.

Selbst wenn also kein Marktversagen im engen Sinne der neoklassischen Regulierungstheorie konstatiert werden könnte, wäre im Stromnetzbereich dennoch die Gefahr groß, dass das Gemeinwohl negativ tangiert wird, solange keine stringente Netzregulierung durchgeführt wird. Darin und in der Verfolgung gesellschaftlicher Ziele, die weit über ein abstraktes Effizienzziel hinausgehen, liegt der Kern einer institutionalistisch fundierten Regulierungstheorie. Wie eine solche Regulierung konkret auszugestalten ist, hängt dann in erster Linie von den jeweiligen Regulierungszielen und den entsprechenden Rahmenbedingungen ab. Dabei kommt es generell darauf an, dass regulierten Unternehmen wirksame Anreize für erwünschtes Verhalten gesetzt werden und dass Fehlanreize zu unerwünschtem Verhalten vermieden werden.

## **3 Grundelemente der künftigen deutschen Netzentgeltregulierung**

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die aus Sicht der Autoren wesentlichen Aspekte einer Anreizregulierung, die im Folgenden näher erläutert und diskutiert werden (vgl. Leprich, Diekmann und Ziesing 2006).

### 3.1 Die Ausgangsbasis

Die Ausgangsbasis der Anreizregulierung besteht in einer regulatorischen Kostenprüfung. Die kostenrechnerischen Vorschriften, nach denen die grundsätzlich akzeptablen Kosten des (einer effizienten Leistungsbereitstellung verpflichteten) Netzbetreibers kalkuliert und zur Anerkennung gebracht werden können, sind in den §§ 3 bis 11 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) niedergelegt und als Kompromiss zwischen den Interessen der Netzbetreiber und denen der Netznutzer bzw. Verbraucher zu interpretieren. Zur Verifizierung dieser Kosten ist eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung durchzuführen, die

Tabelle 1

### Wesentliche Aspekte der Anreizregulierung

1	Festlegung der Ausgangsbasis der Entgelte, Kostenerfassung und -überprüfung	a b	Berücksichtigung der Betriebs- und Kapitalkosten (OPEX, CAPEX) Beeinflussbare vs. nichtbeeinflussbare Kostenanteile
2	Durchführung des Effizienzvergleichs	a b c d	Festlegung des Vergleichsverfahrens (Benchmarking) Festlegung der Berücksichtigung von Strukturmerkmalen Integration der Qualitätsregulierung in den Effizienzvergleich Festlegung der Konsequenzen aus den Ergebnissen des Effizienzvergleichs
3	Festlegung und Ausgestaltung der Anpassungsformel („Entwicklungspfad“)	a b c d e	Wahl der Anpassungsformel Festlegung eines allgemeinen X-Faktors Festlegung individueller Effizienzziele Berücksichtigung von Mengeneffekten Einbeziehung eines Q-Faktors
4	Ausgestaltung einer flankierenden Qualitätsregulierung	a b	Bonus-/Malus-System Festlegung und Berücksichtigung von Qualitätskennziffern

Quelle: Eigene Darstellung.

auf erhobenen Daten basiert und im Einzelfall auch stichprobenartige Vor-Ort-Prüfungen umfassen kann.

Während es unstrittig ist, dass sich die Überprüfung der Akzeptabilität der Kosten nur auf die „beeinflussbaren“ Kosten beziehen darf, ist die Antwort auf die Frage, welche Kosten beeinflussbar sind und welche nicht, durchaus umstritten. Die Bundesnetzagentur (2006a) definiert Kostenanteile, die nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar sind, als „ausschließlich von Dritten bestimmt“. Daraus ergibt sich zunächst einmal die grundsätzliche Anwendung der Anreizregulierung auf die Gesamtkosten (TOTEX), nicht nur auf die Betriebskosten (OPEX). Dies erscheint sachgerecht, da es der Tatsache Rechnung trägt, dass im Kapitalkostenblock (CAPEX)

- aktuell erhebliche Bewertungsspielräume vorhanden sind, die einer strategischen Gemeinkostenschlüsselung sowie einer häufig intransparenten und umstrittenen Abschreibungspraxis nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung geschuldet sind;
- auch künftig erhebliche Rationalisierungspotenziale vorhanden sind, wenn man unterstellt, dass nicht sämtliche Netzkonfigurationen heute bereits optimal sind.

Eine Ausklammerung des CAPEX-Blockes aus der Anreizregulierung würde den Rationalisierungsdruck im Netzbereich vor allem auf das Personal lenken, während die zum Teil außerordentlich hohen Renditen der Kapitalgeber, die auf den Regelungslücken der Vergangenheit beruhen, nicht zur Disposition stünden und durch die neuen Regelungen der Netzentgeltverordnungen nur sehr langsam abgebaut würden.<sup>3</sup>

**3** Es handelt sich beim CAPEX-Block zum überwiegenden Teil um kalkulatorische Kosten. Sollte der Rationalisierungsdruck auch beim CAPEX-Block zu einer Investitionsverweigerungshaltung seitens der derzeitigen Netzbetreiber führen, wie es in der aktuellen Diskussion häufiger angedeutet wird, steht beispielsweise mit § 4 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (Genehmigung des Netzbetriebs) ein Instrument zur Verfügung, diese Haltung aufzulösen und die Netze an kaufwillige Dritte zu veräußern. Alle Erfahrungen aus dem Ausland mit der Anreizregulierung deuten darauf hin, dass es hierfür interessierte Investoren gäbe.

Es ist hervorzuheben, dass nach § 21a (4) EnWG zurecht nicht *Kostenarten*, sondern *Kostenanteile* nach ihrer Beeinflussbarkeit zu unterscheiden sind. Dort werden insbesondere „Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen“ genannt. Der beeinflussbare Kostenanteil ist zu Beginn der Regulierungsperiode zu ermitteln und für Effizienzvorgaben zugrunde zu legen. Eine zu weite Abgrenzung der nicht beeinflussbaren Kostenanteile würde zu einer Aushöhlung der Anreizregulierung führen.

### 3.2 Der Effizienzvergleich (Benchmarking)

Der Effizienzvergleich hat zum Ziel, ineffiziente Netzbetreiber zu ermitteln und ihre Nutzungsentgelte entsprechend nach unten zu korrigieren. Es ist unmittelbar einsichtig, dass der Effizienzvergleich einen erheblichen Rationalisierungsdruck entfalten kann, der die Netzbetreiber dazu veranlasst, vermeidbare Kosten auch wirklich zu vermeiden.

Für Effizienzvergleiche steht eine Reihe unterschiedlicher Verfahren zur Verfügung, die alternativ oder kombiniert verwendet werden können. Das Spektrum reicht dabei von einfachen Kennzahlenverfahren über parametrische statistische Verfahren bis hin zu nichtparametrischen Verfahren (vgl. dazu ausführlich Franz und Stronzi 2005). Unabhängig hiervon sind die folgenden grundsätzlichen Aspekte zu erörtern:

- Um wesentliche Strukturunterschiede zwischen Netzbetreibern, die sich in Kostenunterschieden niederschlagen, zu erfassen, bedarf es der Identifizierung von *Strukturmerkmalen* und ihrer quantifizierten Berücksichtigung beim Effizienzvergleich mit dem Ziel, verzerrte Schlussfolgerungen und Aktionen zu vermeiden.
- Darüber hinaus sind *Qualitätskennziffern* zu definieren und über zusätzliche Strukturmerkmale in den Effizienzvergleich oder über ein Bonus-/Malus-System in die Anpassungsformel zu integrieren (vgl. Abschnitt 3.4 Qualitätsregulierung).

Ein aussagekräftiges und gerechtes Benchmarking steht und fällt mit der Auswahl und der Qualität der Strukturmerkmale. Diese Merkmale – auch Benchmarking-Parameter genannt – haben den Anspruch, signifikante Kostenunterschiede zwischen den Netzbetreibern zu berücksichtigen. Meist sind sie auch Kostentreiber im Hinblick auf die künftige Kostenentwicklung der Netzbetreiber.

Hat beispielsweise ein Netzbetreiber eine höhere Anschlussleistung dezentraler Erzeugungsanlagen als ein anderer, können bei ihm dadurch höhere Kosten anfallen. Würden beide Netzbetreiber nun über den gleichen Leisten geschlagen, wäre das nicht nur ungerecht gegenüber dem Ersten, sondern es würde ihm auch einen starken Anreiz geben, diese Kosten in Zukunft nach Möglichkeit zu vermeiden und den Anschluss dezentraler Anlagen zu behindern. Dies wäre ein unerwünschter Effekt des Benchmarking-Verfahrens und sollte daher unterbunden werden. Die Möglichkeit dazu bietet die Definition eines geeigneten Strukturmerkmals, das in den Effizienzvergleich zu integrieren ist und dadurch einen reinen Kostenvergleich relativiert.

Die Kunst der Auswahl der Benchmarking-Parameter besteht darin, eine handhabbare Anzahl zu identifizieren und beim Vergleichsverfahren quantitativ zu berücksichtigen. Allerdings sind auch die Anreizeffekte einer Nichtberücksichtigung von Strukturmerkmalen sorgfältig zu analysieren. Insgesamt erscheint ein Effizienzvergleich unter Berücksichtigung von Strukturmerkmalen, die die Bundesnetzagentur (2006a) bisher analysiert hat, als geeigneter Ansatz, die Rationalisierungsbemühungen der Netzbetreiber in die richtige Richtung zu lenken und „schwarze Schafe“ zu identifizieren. Es ist jedoch zu beachten, dass ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich stets unvollständig ist.

### 3.3 Die Anpassungsformel

Die Festlegung einer automatischen Anpassung von Obergrenzen für Entgelte oder Erlöse während eines definierten Regulierungszyklus ist in dreifacher Hinsicht sinnvoll:

1. Sie kann einen starken Rationalisierungsanreiz für die Netzbetreiber bewirken.
2. Sie gibt ihnen Planungssicherheit während dieses Zeitraums.
3. Sie entlastet die Bundesnetzagentur von einer kontinuierlichen Kostenüberprüfung und ist somit ein Beitrag zu einer schlanken Regulierung.

Für das richtige Funktionieren der Anreizregulierung ist die konkrete Ausgestaltung der Anpassungsformel von besonderer Bedeutung. Wesentlich sind dabei a) die Wahl der Anpassungsformel, b) die Festlegung eines allgemeinen X-Faktors, c) die Festlegung individueller Effizienzziele, d) die Berücksichtigung von Mengeneffekten und e) die Einbeziehung eines Qualitätsfaktors (Q).

#### *a) Wahl der Anpassungsformel*

Die Bundesnetzagentur schlägt für die ersten beiden Regulierungsperioden eine Erlösobergrenzen-Regulierung (Revenue Cap Regulation) vor. Dies ist grundsätzlich sachgerecht und folgt der internationalen Diskussion. Die Unterschiede zu einer Price-Cap-Regulierung (als Preisniveau-Cap-Regulierung) sind marginal. Der wesentliche Vorteil des Revenue-Cap-Ansatzes liegt in der Möglichkeit, unterschiedliche Kostentreiber mit so genannten hybriden Elementen, die definierte Mengenveränderungen erfassen, explizit berücksichtigen zu können.

Ab der dritten Regulierungsperiode soll nach dem Vorschlag der Bundesnetzagentur ein System eines reinen Vergleichswettbewerb (Yardstick Competition) eingeführt werden. Der Begriff Yardstick-Competition legt noch kein eindeutiges Regulierungsregime fest und ist sehr weit gestaltbar. Das Spektrum reicht dabei von einem (nicht akzeptablen) „Rasenmäher“-Benchmarking ohne Berücksichtigung jeglicher Strukturmerkmale bis hin zu einer faktischen Revenue Cap-Regulierung, bei der sich allerdings die Ausgangsbasis von den jeweils eigenen Kosten des einzelnen Unternehmens löst. Die möglichen Vor- und Nachteile sowie die Voraussetzungen für die Einführung einer Yardstick-Regulierung in Deutschland sollten zunächst noch näher untersucht werden.

### *b) Festlegung eines allgemeinen X-Faktors*

Der allgemeine (generelle) X-Faktor spiegelt die Produktivitätsentwicklung im Netzsektor im Vergleich zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung wider. Die Bundesnetzagentur (2006a) hat für Deutschland (unter Verwendung eines Törnquist-Index) einen generellen X-Faktor von 2,54% pro Jahr ermittelt. Aus Gründen der Rechtssicherheit soll übergangsweise ein geringerer Faktor in einem Bereich von 1,5–2% vorgegeben werden, der sich an international üblichen Bandbreiten orientiert.<sup>4</sup> Für die erste Regulierungsperiode dürfte dies ein sinnvoller Ausweg aus den bestehenden methodischen und Datenschwierigkeiten sein.

Der X-Faktor ist der Schlüsselfaktor für die Aufteilung der künftigen Rationalisierungserfolge zwischen Netzbetreibern und Netznutzern bzw. Verbrauchern. Ist er zu gering, dann kommen Produktivitätsverbesserungen zum größten Teil den Netzbetreibern zugute und führen kaum zu der angestrebten Verminderung der Netzentgelte.

### *c) Festlegung individueller Effizienzziele*

Effizienzziele für einzelne Unternehmen werden auf der Basis von Effizienzvergleichen abgeleitet. Dafür ist zusätzlich festzulegen, wie schnell individuelle Ineffizienzen abgebaut werden sollen. In Deutschland müssen Einzelverhandlungen zwischen Regulierer und Netzbetreibern auf Grund der hohen Zahl der Netzbetreiber zu Gunsten von generellen Regelungen vermieden werden. Nach dem Vorschlag der Bundesnetzagentur sollen die Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden (sechs bis acht Jahre) beseitigt werden, davon betriebskostenorientierte Ineffizienzen bereits bis zum Ende der ersten Periode. In Abhängigkeit von der jeweiligen OPEX- bzw. CAPEX-Intensität des Potenzials zur Effizienzsteigerung ergeben sich nach dem vorliegenden Konzept unterschiedliche Aufholgeschwindigkeiten für einzelne Unternehmen. Damit würde den Netzbetreibern insgesamt betrachtet ein ausreichender Anpassungszeitraum und eine genügende Flexibilität gelassen.

### *d) Berücksichtigung von Mengeneffekten*

Einem Netzbetreiber als neutralem Akteur sollte die Menge der durch sein Netz geleiteten Kilowattstunden egal sein und er sollte keinerlei Einfluss auf diese Menge in der einen oder anderen Richtung nehmen. Deshalb muss das Regulierungsverfahren so ausgestaltet sein, dass insbesondere Anreize zur Stabilisierung der aktuellen Menge bzw. zur Mengenausweitung neutralisiert werden.

Eine Neutralität der Netzbetreiber ist dabei notwendig im Hinblick auf z. B.

<sup>4</sup> In Österreich wurde zum 1. 1. 2006 ein sogenannter „Frontier Shift“ von 1,95% pro Jahr festgelegt, allerdings die Tatsache einbeziehend, dass die Netzentgelte dort in den letzten drei Jahren bereits um durchschnittlich 25% abgesenkt wurden. Auch nach anderen internationalen Erfahrungen ist in Deutschland ein Wert von deutlich über 0% angemessen. Falls im politischen Prozess ein zu niedriger Wert festgesetzt würde, müsste eventuell ein Renditekorridor festgelegt werden, um die Gewinne der Netzbetreiber im Falle hoher Kosteneinsparungen zu begrenzen.



- Effizienzaktivitäten beim Endkunden,
- die Realisierung von Stromeigenerzeugung im Netzgebiet und
- den Betrieb von Objektnetzen und Versorgungsinseln.

Diese Argumentation zielt ausschließlich auf die elektrische Arbeit (kWh), nicht jedoch auf die elektrische Leistung (kW). Auf letztere sollte er im Rahmen der Netzlastoptimierung durchaus Einfluss zu nehmen.

Der Vorschlag der Bundesnetzagentur unterscheidet zwei Ansätze:

1. Zur Berücksichtigung *nachhaltiger* Mengenänderungen soll der Revenue-Cap-Ansatz um „hybride“ Elemente ergänzt werden. Diese erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente innerhalb der Regulierungsperiode.
2. Damit *kurzfristige* Mengenschwankungen unter einem Revenue-Cap-Ansatz nicht zu einer – vor allem aus Kundensicht – unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, soll für jeden Netzbetreiber ein *Regulierungskonto* eingerichtet werden, das einen mehrjährigen Ausgleich von Prognoseabweichungen innerhalb der Regulierungsperiode ermöglicht. Grundsätzlich können sämtliche Abweichungen von Prognosewerten (neben Mengen beispielsweise auch vorgelagerte Netzkosten und sonstige Erlöse) in einem Regulierungskonto berücksichtigt werden.

Nachhaltige Mengenerhöhungen innerhalb der Regulierungsperiode führen häufig zu höheren Kosten. Ohne unmittelbare Berücksichtigung dieser Änderungen könnte für die Netzbetreiber ein Anreiz entstehen, sie zu verhindern oder verzögern – jedenfalls würden sie diese nicht offensiv verfolgen. Die Neutralisierung solcher Fehlanreize ist der wichtigste Aspekt einer Einführung hybrider Elemente. Grundlage für die Hybridisierung ist die Identifizierung der hierfür wesentlichen Kostentreiber und ihre regelmäßige quantitative Überprüfung.

Die Einführung eines Regulierungskontos zum Ausgleich kurzfristiger Mengenschwankungen ist ebenfalls unter Anreizgesichtspunkten zu bewerten. Der Netzbetreiber könnte bestrebt sein, die Einhaltung der Prognose zu erreichen und Einflüsse, die dieses Ziel in Frage stellen, auszuschalten.<sup>5</sup>

Wenngleich das Regulierungskonto nicht jeglichen Mengenanreiz ausschalten kann – die Höhe der Entgelte hängt beim Revenue Cap stets auch von der Menge der durchgeleiteten kWh ab, und niedrigere spezifische Entgelte werden im Hinblick auf das politische und öffentliche Umfeld ein eigenständiges Ziel bleiben – wird dieser Anreiz doch erheblich relativiert.

Beide oben ausgeführten Ansätze der Bundesnetzagentur sind aus unserer Sicht überzeugend begründet und im Kontext der Revenue-Cap-Regulierung sinnvoll und notwendig.

<sup>5</sup> Der Mengenausgleich für beispielsweise ein flächendeckendes Umstellungsprogramm für Nachtspeicherheizungen auf umweltverträglichere Heizsysteme im Netzgebiet ist beim Revenue-Cap-Ansatz zwar grundsätzlich unmittelbar über eine Anhebung der Netzentgelte möglich, eine solche Anhebung ist jedoch häufig politisch und in den Augen der Öffentlichkeit problematisch. Daher könnte der Netzbetreiber bestrebt sein, ein solches Effizienzprogramm nach Möglichkeit zu verhindern.

### *e) Einbeziehung eines Qualitätsfaktors (Q)*

Durch die Einbeziehung eines Qualitätsfaktors in die Regulierungsformel wird eine hohe Versorgungsqualität, soweit sie über dem Standard liegt, durch eine Erhöhung der zulässigen Erlöse belohnt. Dadurch werden tendenziell die Zusatzkosten für die Gewährleistung einer hohen Versorgungsqualität kompensiert. Dies stellt den ersten Schritt einer Qualitätsregulierung dar.

## 3.4 Die Qualitätsregulierung

Ein Effizienzvergleich ist ohne Qualitätsvergleich unvollständig, da Kostenunterschiede auf unterschiedlich hohen Qualitätsniveaus beruhen können. Bei der Festlegung von Effizienzzielen müssen von vornherein Qualitätsaspekte berücksichtigt werden, um Fehlanreize zu vermeiden. Qualitätsregulierung als notwendige Flankierung der Anreizregulierung ist allerdings ein komplexes Feld, dessen Bestellung differenziert nach Qualitätsdimensionen erfolgen muss. Zu unterscheiden sind dabei Dimensionen der technischen Sicherheit und Produktqualität, der Servicequalität sowie der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit.

### *Sicherheit und Produktqualität*

Die Qualitätsdimensionen „Technische Sicherheit“ und „Produktqualität“ sind im Netzbereich im Wesentlichen durch technische Regeln und Standards vorgegeben. Die Nichteinhaltung dieser Vorgaben durch die Netzbetreiber gefährdet ihre Lizenz und ist insofern kein Gegenstand der Qualitätsregulierung.

### *Servicequalität*

Die Servicequalität gegenüber Netznutzern und Verbrauchern lässt sich bei der Qualitätsregulierung mit einem System von Mindeststandards, Pönalen und Belohnungen adressieren. Ein solches Bonus-Malus-System wird dann über den Q-Faktor in die Anpassungsformel integriert und entfaltet dort seine Wirkung. Je höher die Pönalen und Belohnungen gesetzt werden, desto stärker wirken die Anreize. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Bericht insgesamt sieben Mindeststandards für eine angemessene Servicequalität vorgeschlagen und eine entsprechende Pönale bei einer Unterschreitung festgelegt (Belohnungen für ein Übertreffen der Mindeststandards sind nicht vorgesehen). Darüber hinaus wären weitere Standards vorstellbar, beispielsweise umfassendere Serviceleistungen zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutrittschancen abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken.

### *Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit*

Das komplexeste und sensibelste Gebiet der Qualitätsregulierung ist sicherlich die Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung der Versorgungsqualität im Sinne von (langfristiger) Versorgungssicherheit und (kurzfristiger) Versorgungszuverlässigkeit.

Hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit schlägt die Bundesnetzagentur Mindeststandards für die maximale Unterbrechungsdauer sowie die Häufigkeit langer Unterbrechungen vor, deren Überschreitung pönalisiert wird. Da Bewertungen der Versorgungsqualität je nach Kundengruppe unterschiedlich sein können, ist eine Ermittlung von Zahlungs- bzw. Akzeptanzbereitschaften mit dem Ziel einer Monetarisierung vorgesehen. Eine entsprechende Integration solcher (Kosten-) Faktoren in den Effizienzvergleich ist allerdings erst nach dem Ende der zweiten Regulierungsperiode geplant. Eine solche ökonomisch elegante Lösung steht und fällt allerdings mit der Belastbarkeit der ermittelten Datenbasis.

Für die Beurteilung der langfristigen Versorgungsqualität liegen international noch keine belastbaren Kennziffern vor. In Großbritannien wurde einem möglichen Auseinanderklaffen zwischen einer Verbesserung der kurzfristigen Qualitätskennziffern und einer Verschlechterung des Netzzustands dadurch begegnet, dass für die 14 Netzbetreiber Einzelfallbetrachtungen durchgeführt und individuelle Investitionsbudgets festgelegt wurden. In Deutschland kommen Investitionsbudgets insbesondere für die kleine Zahl an Übertragungsnetzbetreibern in Betracht, die zudem für die Versorgungssicherheit eine besondere Rolle spielen.

#### 4 Fazit

Mit der Einführung der staatlichen Regulierung von Stromnetzen wird in Deutschland seit 2005 eine Entwicklung nachgeholt, mit der viele andere Länder bereits langjährige Erfahrungen haben. Diese Erfahrungen können insbesondere bei der anstehenden Einführung der Anreizregulierung in Deutschland genutzt werden. Der von der Bundesnetzagentur vorgelegte Bericht bietet hierfür eine wissenschaftlich-rationale Grundlage. Die weiteren Diskussionen über die Ausgestaltung der noch erforderlichen Rechtsverordnung dürften nun nicht mehr konzeptioneller Natur sein, sondern die Aufteilung der künftigen Effizienzgewinne zwischen Netzbetreibern und Netznutzern bzw. Verbrauchern in das Zentrum der Auseinandersetzung rücken. Aufgabe der Wissenschaft ist es, hier die entsprechenden Stellschrauben im Regulierungskonzept zu identifizieren – die Entscheidung über diese Verteilungsfrage muss gleichwohl der Politik vorbehalten bleiben.

Parallel zu einer schnellen Einführung der Anreizregulierung in Deutschland müssen in den nächsten Jahren einzelne Elemente dieses Regulierungsansatzes überprüft und weiterentwickelt werden. Dies gilt insbesondere für eine umfassende und sachgerechte Erfassung von Aspekten der Versorgungs- und der Servicequalität.

#### Literaturverzeichnis

- Bundesnetzagentur (2006a): *Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG*. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2006b): *Monitoringbericht 2006*. Bonn.
- Franz, Oliver und Marcus Stronzi (2005): *Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen*. wik-Diskussionsbeiträge Nr. 262. Bad Honnef.
- Joskow, Paul L. (2006): *Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks*. CWPE 0607/EPRG 0511. Working Papers. Universität Nottingham.

- Leprich, Uwe (1994): *Least-Cost Planning als Regulierungskonzept. Neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie*. Dissertation. Freiburg, Öko-Institut.
- Leprich, Uwe, Jochen Diekmann und Hans-Joachim Ziesing (2006): *Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen*. Forschungsprojekt gefördert durch die Hans-Böckler-Stiftung, Endbericht Juni. DIW Berlin: Politikberatung kompakt 23. Download unter: [www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/diwkompakt/](http://www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/diwkompakt/)
- Reuter, Norbert (1996): *Der Institutionalismus. Geschichte und Theorie der evolutionären Ökonomie*. 2. Aufl. Marburg, Metropolis-Verlag.
- Trebing, Harry M. (2001): New Dimensions of Market Failure in Electricity and Natural Gas Supply. *Journal of Economic Issues*, 25 (2), 395–403.