

Die Preisregulierung galt mit Beginn der Liberalisierung von Strommärkten in den 90er Jahren zunächst als Auslaufmodell. Mittlerweile jedoch hat sich die Liberalisierungsdiskussion stärker ausdifferenziert, und die Hoffnung auf eine umfassende Deregulierung ist der Erkenntnis gewichen, dass ein funktionierender Stromwettbewerb stets von einer zieladäquaten Regulierung flankiert werden muss. Dieser Beitrag stellt ein intelligentes Schema für die Preisregulierung von Netzbetreibern vor, das ein besseres Erreichen von Regulierungszielen mit theoretischen Ansprüchen an eine effiziente Regulierung kombiniert und in der Praxis in einer wachsenden Zahl von Ländern angewendet wird.

Einleitung

Mehr als drei Jahre nach der vollständigen Öffnung des deutschen Strommarktes fordern immer mehr Akteure die Einführung einer Preisregulierung im Netzbereich. Vor allem neue Stromanbieter und die Verbände der Energieabnehmer, aber auch größere Energieversorger wie die EnBW kritisieren, dass die Netzbetreiber ihre natürliche Monopolsituation ausnutzen und dadurch den Wettbewerb verzerren.¹ Die Verbändevereinbarung II vom 13. Dezember 1999² wird als unzureichend empfunden, da sie Netzbetreibern große Preisgestaltungsspielräume einräumt, die in vielen Fällen zu unangemessen hohen Gewinnspannen im Netzbereich führen

¹ Vgl. z. B. Initiative Pro Wettbewerb (2000); "Wir sind davon ausgegangen, dass die Durchleitungskosten deutlich nach unten gehen. Das ist bisher nicht passiert. Sie sind unter dem Kriterium der Kostengerechtigkeit viel zu hoch, das ist ein eklatantes Wettbewerbshindernis" klagte EnBW-Chef Gerhard Goll in einem Gespräch mit dem Handelsblatt am 20. Februar 2001.

² Vgl. BDI/VDEW/VIK/VKU (1999).

Das "Multiple Driver Cap Scheme" als Basis einer schlanken Anreizregulierung der Netzbetreiber im liberalisierten Strommarkt

Uwe Leprich
Wolfgang Irrek
Stefan Thomas

können.³ Ein Rückfall in das "Cost-Plus"-Regulierungssystem der Monopolzeit wird jedoch nicht als zielführend angesehen. Die vorliegende theoretische und empirische Analyse stellt ein "Multiple Driver Cap Scheme" (MDCS) vor, das in einem internationalen Projekt im Rahmen des EU-SAVE II Programms⁴

erarbeitet wurde und hier als Basis einer schlanken Anreizregulierung der Netzbetreiber vorgeschlagen wird. MDCS-Schemata werden beispielsweise in England, Italien, Norwegen und New South Wales (Australien) zur Preisregulierung verbleibender Monopolbereiche verwendet. Bei entsprechender Ausgestaltung reflektieren sie die Kostenstrukturen der regulierten Unternehmen, geben Anreize für ein ökonomisch effizientes Verhalten der Unternehmen, mindern künstliche Anreize zur Absatzausweitung und beseitigen einige der existierenden Hemmnisse für Energieunternehmen zur Durchführung von Demand-Side Management (DSM)-Programmen. Darüber hinaus können sie mit vergleichsweise geringem Regulierungsaufwand implementiert werden ("lean regulation").

³ Die LBD-Beratungsgesellschaft beispielsweise schätzt die Eigenkapitalrendite der RWE Energie AG im Netzbereich (Tarifkundenbereich) auf mehr als 45% (LBD (2000)). Das in die Verbändevereinbarung eingebaute Vergleichsmarktkonzept hat bisher kaum Kostendruck auf die Netzbetreiber ausgeübt. Kostendruck entsteht bisher stärker durch den unternehmensinternen Vertriebs- bzw. Handelsbereich als durch den Vergleich mit anderen Netzbetreibern. Zwar erlangt der Vergleichsmarktaspekt durch die jüngsten Bemühungen des Bundeskartellamtes (o.V. (2001)) und der Landeskartellämter (vgl. z.B. o.V. (2001a)), Musterverfahren wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte und der Behinderung anderer Stromanbieter anzustrengen, stärkere Bedeutung. Jedoch wird dies kaum ausreichen, um flächendeckend und nachhaltig Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern. "Überall dort, wo das Modell von Selbstverpflichtungen eingesetzt wurde, ist die Entwicklung eines nachhaltigen Wettbewerbs gescheitert" meint daher auch Paul R. Henne-meyer, Direktor der Enron Europe (Handelsblatt vom 5. September 2001). Auch eine bisher unveröffentlichte Untersuchung des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (EWI) im Auftrag der VDEW soll laut Handelsblatt zu dem Schluss kommen, dass die Netznutzung in Deutschland zumindest im Mittel- und Niederspannungsbereich im Vergleich zum Ausland zu teuer ist.

⁴ Der vorliegende Text beruht auf den Ergebnissen des gemeinsamen Projekts der Politecnico di Milano, des Wuppertal Institutes für Klima, Umwelt, Energie und des Ministeriums für Wirtschaft und Mittelstand, Energie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen mit Unterstützung von Federeletri-

Prof. Dr. Uwe Leprich; Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES); Gebäude A1
Altenkesseler Str. 17, 66115 Saarbrücken
Email leprich@izes.de
Wolfgang Irrek; Stefan Thomas
Wuppertal Institut für Klima • Umwelt • Energie
Döppersberg 19, 42103 Wuppertal;
Email wolfgang.irrek@wupperinst.org
Email stefan.thomas@wupperinst.org

ca und der österreichischen Energieverwertungsagentur. Vgl. Politecnico di Milano, et al. (2000). Das Projekt wurde im Rahmen des EU-SAVE II Programms finanziell gefördert. Die Autoren danken Matthew Bell und Christoph Riechmann (Frontier Economics, London) sowie Walter Sanddorf-Koehle (Universität des Saarlandes, Saarbrücken) für hilfreiche Hinweise zum Projektendbericht.

Zur Notwendigkeit einer Regulierung verbleibender Monopolbereiche im liberalisierten Strommarkt

Die Umsetzung der EU-Direktive für den gemeinsamen Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt hat den Wettbewerb in den Bereichen Stromerzeugung, -handel und -belieferung eröffnet. Unter Experten gibt es jedoch keine Meinungsverschiedenheiten darüber, dass Transport und Verteilung immer noch als natürliche Monopole zu betrachten sind.⁵ Folglich gibt es auch keine Meinungsverschiedenheiten darüber, dass es immer noch einen unbedingten Regulierungsbedarf beider Funktionen gibt, die zusammen betrachtet rund 40% der gesamten Stromkosten ausmachen. In den meisten Ländern wird dies auch politisch akzeptiert. Deutschland ist jedoch der einzige EU-Mitgliedstaat, der nicht den regulierten Netzzugang gewählt hat⁶, obwohl der Strommarkt per Gesetz für den Wettbewerb hier sogar vollständig geöffnet wurde.

Mit Regulierung ist in den folgenden Ausführungen stets die sogenannte "ökonomische" Regulierung gemeint, die neben einer Preis- bzw. Erlösregulierung auch die Sicherung einer ausreichenden Servicequalität umfasst. Damit sind weitere Regulierungsansätze wie z.B. technische Sicherheitsanforderungen, Standortgenehmigungen oder Emissionsauflagen nicht Gegenstand dieser Ausführungen. Ökonomische Regulierung kann somit definiert werden als der den Wettbewerb ersetzende Prozess, der sicherstellen soll, dass Monopole ihre Marktmacht nicht auf Kosten der Kunden missbrauchen.⁷

Die Notwendigkeit einer weiteren ökonomischen Regulierung des Liefermarktes wird davon abhängen, inwieweit die Funktionen "Verteilung"

und "Lieferung" entflochten werden, sowie von der Anzahl der Stromlieferunternehmen, die um Endverbraucher werben. In der Übergangszeit bis zu einem vollständig entwickelten Stromhandel und Lieferantenwettbewerb sind diese beiden Bedingungen häufig nicht erfüllt, und folglich erscheint auch für diesen Bereich eine Form der Preisregulierung vorstellbar.

Regulierungsziele

Generell lassen sich die mit einer Regulierung verbundenen möglichen Zielsetzungen in die folgenden vier Kategorien einteilen⁸:

- Ökonomische Effizienz,
- Verbraucherschutz und –zufriedenheit/Gerechtigkeit,
- Umweltschutz,
- Administrative Praktikabilität.

Diese allgemeinen Ziele lassen sich je nach Marktsituation und Rahmenbedingungen unterschiedlich operationalisieren und gewichten. Sie können komplementär sein oder auch in Konkurrenz oder neutral zueinander stehen. Bei der Operationalisierung der Ziele und der Implementierung von Regulierungsinstrumenten zur Zielerreichung ist jeweils auch das Verhältnis zwischen dem Regulierungsaufwand und dem Grad der möglichen Zielerreichung (Nutzen) zu beachten und mit dem einer Status Quo-Entwicklung sowie alternativer Vorgehensweisen zu vergleichen.

Der Regulierungsfokus "kostenminimale Energiedienstleistungen" und seine Begründung

Wie kann nun die als erforderlich erachtete ökonomische Regulierung des Netzbereichs optimiert werden? Eine solche Optimierung muss beachten, dass Strom kein Endprodukt, sondern nur ein Zwischenprodukt ist. End-

verbraucher profitieren nicht direkt von der Endenergie, z.B. von Gas oder Strom, sondern von der damit verbundenen Energiedienstleistung, z.B. der guten Beleuchtung oder der Wärme. Daher sind es die Energiedienstleistungen, nicht die Energie ("Kilowatt-Stunden"), die mit möglichst geringen Auswirkungen auf Gesundheit und Umwelt und zu vernünftigen Preisen zur Verfügung gestellt werden sollen.

Energiedienstleistungen (z.B. beheizte Räume) werden durch die Umwandlung der Endenergie per Wandler-technologie produziert. Dieser Prozess ist dann energieeffizient, wenn entsprechend effiziente Technologien und Dienstleistungen (z.B. energieeffizientes Heizsystem, gezielte Beratung) verwendet werden. Endenergie, energieeffiziente Technologien und Dienstleistungen sind ihrerseits Kombinationen der Produktionsfaktoren Kapital, Arbeit (Humankapital, Know-How, Verhalten) und natürlicher Ressourcen (Bild 1).

Bis heute sind Marktreformen auf den Teil des Marktes beschränkt, der bei der Endenergie endet. Nur eine Optimierung über alle Produktionsstufen der (physikalischen) Energiedienstleistungen jedoch führt zu einer effizienten Allokation der Ressourcen, d.h. zu einer kostenminimalen Bereitstellung von Energiedienstleistungen ("least cost"). Nur eine integrierte Betrachtung der Märkte für die Basisfaktoren der Produktion, für Primär- und Sekundärenergieträger, der Märkte für Energieeffizienztechnologien und für die Dienstleistungen, die benötigt werden, um die Endenergie in Energiedienstleistungen umzuwandeln, und nicht zuletzt der Märkte für Energiedienstleistungen selbst kann dieser Optimierungsaufgabe gerecht werden.

Daher hat eine ökonomische Regulierung der verbleibenden Monopolsegmente darauf zu achten, dass ein Wettbewerb um das Angebot kostenminimaler Energiedienstleistungen und

⁵ Vgl. IEA (1994), S. 24; EWI (1998), S. 33-36.

⁶ Vgl. die von der Europäischen Kommission unter <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/elec> veröffentlichten Texte.

⁷ Vgl. zur Definition ökonomischer Regulierung auch Comnes u.a. (1995), S.95; IEA (1994), S.43.

⁸ Zu den einzelnen Zielkategorien vgl. ausführlicher Politecnico di Milano et al. (2000), 69f.

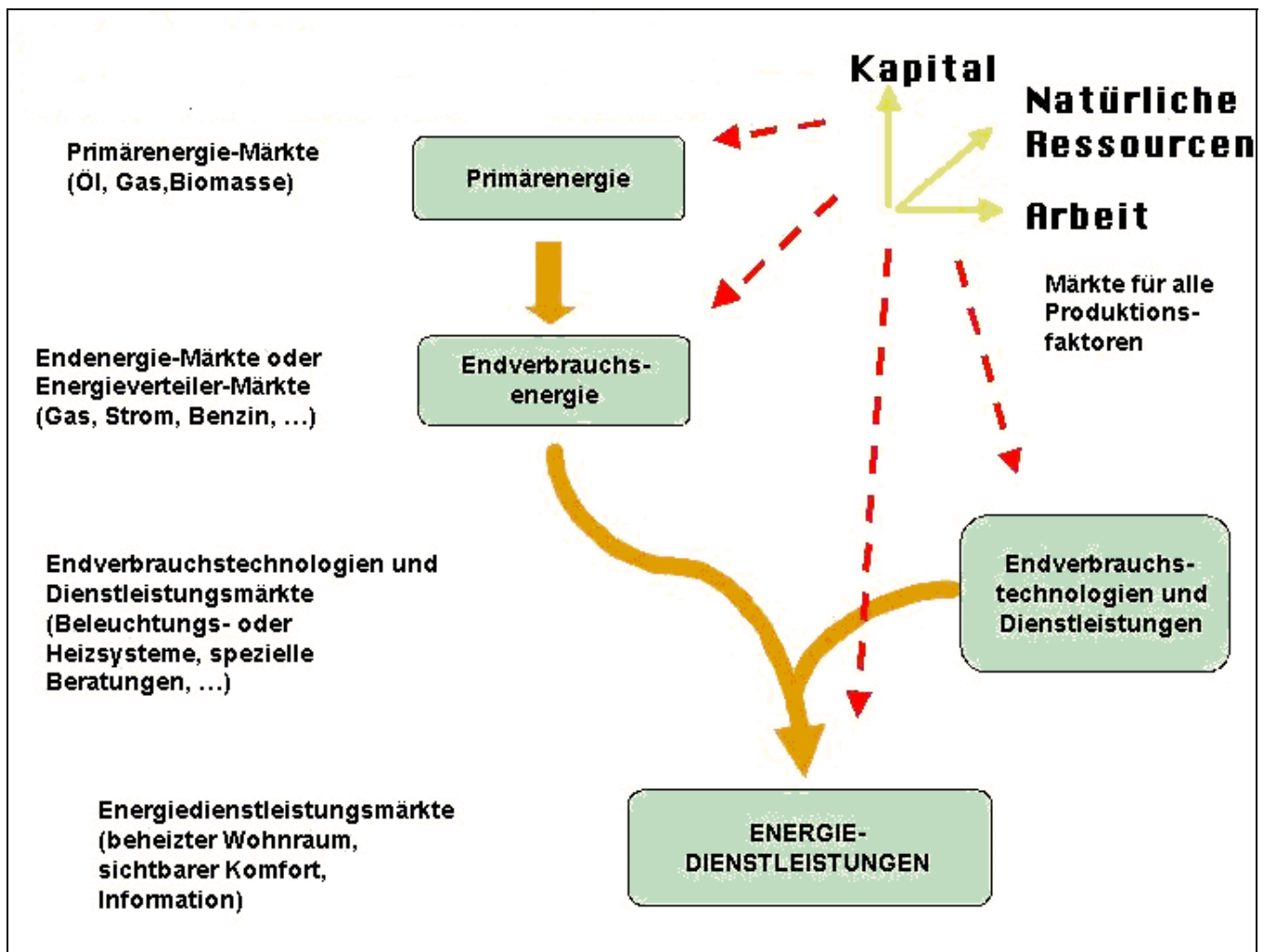


Bild 1: Das Endprodukt: von interdependenten Märkten bereitgestellte Energiedienstleistungen

nicht lediglich um billige Energie ermöglicht wird. D.h. die Regulierung sollte sicherstellen, dass nicht kontraproduktive Anreize gesetzt werden, die z.B. zu einem starken Gewinnzuwachs der regulierten Unternehmen bei wachsendem Endenergieverbrauch der Kunden führen. Darüber hinaus sollte eine Regulierung derartige Anreize zum Mehrabsatz verringern, wo sie existieren und zudem Hemmnisse für Unternehmen, "least-cost"-Energiedienstleistungen – z.B. im Rahmen von Demand Side Management (DSM)-Programmen – zu liefern, abbauen. Auch dort, wo der Netzbetrieb das einzige verbleibende Monopolsegment ist und derartige Energiedienstleistungen selten von der

Netzbetriebsfunktion angeboten werden, ist es sinnvoll, die Regulierung des Netzbetreibers entsprechend zu gestalten. Dies gilt nicht zuletzt deshalb, weil der Netzbetreiber – insbesondere in Deutschland – meist Teil eines integrierten Verteil- und Liefer-, oft auch Erzeugungsunternehmens ist.

Ein funktionsfähiger Wettbewerb muss kostenminimale Energiedienstleistungen bieten vor allem dazu, die in zweiten Abschnitt genannten ökonomischen und ökologischen Effizienzziele, aber auch Verbraucherziele zu erreichen. Demand Side Management (DSM)-Aktivitäten von Energieunternehmen spielen in diesem Zusammenhang eine wichtige Rolle. Sie können definiert werden als "jede

verbraucherorientierte Aktivität von Energieunternehmen oder verwandten Organisationen, die die Gesamtkosten der Energiedienstleistungen und die energiebedingten Umweltschäden reduziert".⁹

Es gibt eine Reihe von Argumenten, die die Ansicht stützen, dass Energieunternehmen eine wichtige Rolle in der Implementierung von Energieeffizienz mittels kostenminimaler Energiedienstleistungen spielen und dementsprechend

⁹ Vgl. Wuppertal Institut u.a. (2000). DSM in diesem Sinne schließt Energieeffizienzaktivitäten mit ein, die eine Gesamtreduktion des Bedarfs genauso erreichen wie Load Management und Brennstoffwechsel, solange sie die Kosten der Energiedienstleistungen und der energiebedingten Umweltschäden insgesamt reduzieren.

Anreize gesetzt bekommen sollten.¹⁰ So ist es beispielsweise einfacher, Energieeffizienz bzw. die Entwicklung eines Marktes für kostenminimale, energieeffiziente Dienstleistungen in Kooperation mit Unternehmen zu fördern, die bestimmte Anreize dazu haben, sich von Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu umfassenden Energiedienstleistungsunternehmen (EDU) zu wandeln, als gegen reine Energielieferanten, die ihre Erlöse nur über steigenden Absatz erhöhen können. Ein anderes wichtiges Argument ist, dass ohne Energieunternehmen eine Reihe wichtiger DSM-Möglichkeiten ungenutzt blieben, insbesondere die, dass Verteiler- und/oder Lieferunternehmen über Kundenkontakte verfügen, die wiederum den Zugang zu Information, Installation und Rechnungsstellung im Kontext der Energiedienstleistungen erleichtert. Die Beteiligung der Energieunternehmen an Aktivitäten zur Energieeffizienz kann so die Transaktionskosten reduzieren und die Markttransformation beschleunigen.

Die Regulierung der Netzbetreiber kann in einem Instrumenten-Mix, der auf die Entwicklung eines Marktes für kostenminimierende Energiedienstleistungen bzw. auf Steigerung der Effizienz ausgerichtet ist¹¹, zwar nur eine kleine, aber – aufgrund der direkten Adressierung der Energieunternehmen – eine nicht zu vernachlässigende Rolle spielen.

Welches Preisregulierungsschema im Hinblick auf die genannten Zielsetzungen besonders gut geeignet ist, inwieweit es insbesondere die Energieunternehmen zu DSM-Aktivitäten anreizen bzw. DSM-Aktivitäten entgegenstehende Hemmnisse mindern und wie es implementiert werden kann, wird in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

¹⁰ Eine umfangreiche Auflistung dieser Argumente findet sich in Wuppertal Institut u.a. (2000) S. 34ff. sowie Politecnico di Milano, et al. (2000) S. 13f.

¹¹ Vgl. Wuppertal Institut u.a. (2000) für die Darstellung eines solchen "policy mix" und die Einordnung der Preisregulierung in ein geeignetes Instrumentenbündel.

Vergleich unterschiedlicher Preisregulierungsschemata

Die zwei bislang am häufigsten praktizierten Regulierungsansätze sind:

- Rate-of-Return Regulierung (RORR),
- Price-Cap Regulierung (PCR).

Diese beiden Verfahren werden im Folgenden mit der Revenue-Per-Customer-Cap Regulierung (RPCCR) verglichen, einem Regulierungsschema, das den Anreiz zum Mehrabsatz vollständig eliminiert.

Die RORR erlaubt den Unternehmen,

- von der Regulierungsbehörde zur Sicherstellung adäquater Dienstleistungen für ihre Stromkunden zugelassene Gesamtkosten abzudecken;
- eine angemessene Verzinsung des im Regulierungsverfahren eigens festgesetzten betriebsnotwendigen Vermögens zu erwirtschaften, um die Investoren zu kompensieren und um neues Kapital anzuziehen.

Das durchschnittliche Preisniveau ergibt sich dann als Quotient aus hieraus abgeleiteten Erlösanforderungen und prognostiziertem Absatz und stellt eine von der Regulierungsbehörde vorgegebene Preisobergrenze dar. Üblicherweise wird dieses Procedere nicht jährlich durchgeführt, sodass es einen Zeit-Lag zwischen dem Anfall zusätzlicher Kosten und der Anpassung der Preise gibt („regulatory lag“).

Die Price-Cap Regulierung (PCR) unterscheidet sich von der RORR in zwei fundamentalen Aspekten:

- Die Preise werden – i.d.R. degressiv – für einen Zeitraum festgelegt, der erheblich über den normalen *regulatory lag* hinausreicht. Mit dieser Festlegung wird beabsichtigt, einen Anreiz zur Kostenreduzierung zu geben und damit einen Beitrag zur Verbesserung ökonomischer Effizienz zu leisten.
- Den Unternehmen ist explizit gestattet, ihre Preise für ausgewählte Kunden(gruppen) zu senken, solange sich alle Preise unterhalb des Caps bewegen. Diese Preisflexibilität er-

leichtert es den Unternehmen, Kunden mit hoher Preiselastizität wettbewerbsfähige Preise anzubieten.

Die Revenue-Per-Customer-Cap Regulierung (RPCCR) verwendet im Gegensatz zur PCR die Anzahl der Kunden statt der abgesetzten Strommenge als Kostentreiber und enthält damit keinerlei Anreize zum Mehrabsatz pro Kunde.

An dieser Stelle soll nicht auf Details dieser Verfahren eingegangen werden¹². Die Stärken und Schwächen dieser Ansätze in ihrer reinen Form werden in Tabelle 1 in Bezug auf die im 2. Abschnitt genannten Regulierungsziele zusammengefasst dargestellt.

Obwohl das PCR-Schema einige wesentliche Vorteile gegenüber der RORR besitzt, führt sein inhärenter und innerhalb des Schemas nicht neutralisierbarer Anreiz zur Absatzmaximierung¹³. Seine damit verbundene Unfähigkeit, der Umweltzielsetzung zu entsprechen, leitete viele Analysten zu der Meinung, dass das PCR-Schema für die Strompreisregulierung nicht angemessen ist.¹⁴ Gleichwohl ist zu bemerken, dass der Absatzmaximierungsanreiz der PCR nicht notwendigerweise zu einem Absatzzuwachs führen muss, da dies letztlich die Kunden entscheiden.

¹² Zur RORR vgl. ausführlich Leprich (1994), S.191-215 mit entsprechenden Literaturhinweisen. Zur PCR vgl. beispielsweise Riechmann (1995) mit reichhaltigen Literaturhinweisen.

¹³ Die britische Regulierungsbehörde OFFER spricht in diesem Zusammenhang von einem "artificial incentive". Vgl. OFFER (1994).

¹⁴ Diese Meinung fassen Biewald et al. wie folgt zusammen: "Because of these incentives to increase electricity sales, utilities with price caps are much less likely to implement DSM programmes. In addition, this incentive to increase sales may make utilities unsupportive of, or even hostile to, other entities that seek to implement energy efficiency measures." Biewald et al. (1997), S.48.

Tabelle 1: Bewertung herkömmlicher Regulierungsansätze im Überblick

Bewertung	Ansatz		
	RORR	PCR	RPCCR
Ökonomische Effizienz	- starke Anreize für ökonomisch ineffizientes Verhalten der Unternehmen (z.B. Maximierung des betriebsnotwendigen Vermögens und/oder Veranlassung unnötiger betrieblicher Ausgaben); diese Anreize müssen durch zusätzliche Instrumente abgeschwächt werden	+ starke Anreize für ökonomisch effizientes Verhalten der Unternehmen auf der Angebotsseite - ökonomisch suboptimal, da nur ein Kostentreiber	+ starke Anreize für ökonomisch effizientes Verhalten der Unternehmen auf der Angebotsseite (Weiterentwicklung der PCR) - ökonomisch suboptimal, da nur ein Kostentreiber
Verbraucherschutz und -zufriedenheit/ Gerechtigkeit	+ zufriedenstellender Verbraucherschutz und Kundengerechtigkeit bei stringenter Anwendung	- keine Garantie für Verbraucherschutz und Kundenzufriedenheit, es sei denn, zusätzliche regulatorische Instrumente werden konsequent angewendet	- kann zu hoher Preisvolatilität führen, falls die Anzahl der Kunden bzw. die abgesetzte Strommenge von Jahr zu Jahr stark schwanken
Umweltschutz	- falsche oder zumindest nicht ausreichend positive Signale für den Umweltschutz, wenn nicht von ausgefeilten regulatorischen Instrumenten flankiert. Insbesondere besteht ein Anreiz zur Absatzmaximierung, der durch zusätzliche Instrumente (z.B. kurze "regulatory lags" mit gleichzeitiger Berücksichtigung von DSM-Programmen in sorgfältigen Absatzprognosen; partieller* Mechanismus der Entkopplung von Absatz und Erlös bzw. Gewinn) abgeschwächt, aber nicht aufgehoben werden kann	- keine positiven Anreize und einen gravierenden negativen Anreiz im Hinblick auf den Umweltschutz: der Anreiz zur Absatzmaximierung, der bei der PCR dominiert, kann innerhalb des PCR-Schemas nicht neutralisiert, allerdings ähnlich wie bei der RORR mit Hilfe eines partiellen Entkopplungsmechanismus abgeschwächt werden	+ begrenzt den Anreiz der Unternehmen zur Absatzmaximierung und entkoppelt die Absätze vollständig von den Erlösen, wenn der Saldo zwischen prognostizierter und tatsächlicher Kundenzahl regelmäßig ausgeglichen wird
Administrative Praktikabilität	- administrativ nicht einfach zu handhaben, insbesondere wenn durch zusätzliche Instrumente angereichert	+ erheblich einfacher zu administrieren als die RORR	- nicht wesentlich einfacher zu administrieren als eine nicht durch zusätzliche Instrumente angereicherte RORR

* Der *partielle* Entkopplungsmechanismus berücksichtigt die entgangenen Erlöse, die sich durch die Realisierung von DSM-Programmen für die Unternehmen ergeben, bei der nächsten Strompreisfestsetzung als Kostenfaktor. Damit wird der Anreiz zur Absatzmaximierung abgeschwächt, aber nicht beseitigt. Insgesamt zielt dieses Instrument, das wenig Mehraufwand für die Preisbehörden bedeutet, vor allem auf Umweltschutzvorreiter, die DSM-Programme ohne betriebswirtschaftliche Einbußen durchführen wollen, aber nicht dem Anreiz zur Absatzausweitung folgen. Der darüber hinausgehende umfassende Entkopplungsmechanismus (*total decoupling mechanism*; vgl. z.B. den Electric Revenue Adjustment Mechanism in Kalifornien, Leprich 1994, 287ff.) hält alle Abweichungen zwischen der Absatzprognose und dem tatsächlichen Absatz fest und berücksichtigt den Saldo bei der nächsten Preisfestsetzung in vollem Umfang. Dieser Ansatz hebt daher den Anreiz zur Absatzmaximierung vollständig auf, ist aber aufwendiger zu administrieren, weshalb auf ihn hier nicht weiter eingegangen wird.

Tabelle 2: Aktuelle Umsetzung einer neuen Generation von Preisregulierungsansätzen

Land	regulierte Funktion	Regulierungsschema	Kostentreiber	Zusatzregelungen
England und Wales	Verteilung	MDCS	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Kunden • verteilte kWh 	Anreize für die Verminderung von Leitungsverlusten
Italien	Verteilung und Endversorgung für "gefangene" Nicht-Haushaltskunden	MDCS	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Kunden • verteilte kWh 	
New South Wales (Australien)	Verteilung	RCR (multiple driver; hybrid)	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Kunden • verteilte kWh • Netzlänge 	Begrenzung der Erhöhung von Preisen und Rechnungen
New South Wales (Australien)	Endversorgung (supply)	MDCS	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Kunden • verteilte kWh 	Begrenzung der Erhöhung von Preisen und Rechnungen
Norwegen	Transport und Verteilung	RCR (revenue target)	<ul style="list-style-type: none"> • verteilte kWh 	Ober- und Untergrenzen für Kapitalverzinsung

Falls die Preise die langfristigen Systemgrenzkosten der Unternehmen abbilden und die Zahlungsbereitschaft der Kunden, zu diesen Preisen mehr nachzufragen, gering ist, dann – so die ökonomische Theorie – komme es auch nicht zu einer (ökonomisch ineffizienten) Absatzausweitung. In der Praxis der PCR jedoch ist der Anreiz zur Absatzmaximierung hoch wirksam und führt zu volkswirtschaftlich ineffizienten Mehrabsätzen.¹⁵ Dies gilt auch für den Großteil der Netzbetreiber, die nach wie vor Teil einer Konzernstruktur mit Liefer- und Erzeugerunternehmen sind.

Wegen ihrer ökonomischen Effizienzigenschaften sowie ihrer Kompatibilität mit Umweltschutzziele soll die RPCCR im Folgenden als Ausgangspunkt für die theoretische Analyse und verallgemeinerte Darstellung

¹⁵ Dies muss auch Riechmann einräumen, der sich ansonsten stark am mikrotheoretischen Modell effizienter Märkte und Preisbildungen orientiert. Vgl. Riechmann (1995), S.163.

eines in einigen Ländern bereits eingesetzten, neueren Regulierungsschemas dienen.

Preisregulierung auf Basis des Multiple Driver Cap Scheme (MDCS)

Eines der wesentlichen Defizite der Price-Cap Regulierung ist neben ihrem Absatzmaximierungsanreiz der Umstand, dass sie nur einen Kostentreiber verwendet: die verteilte bzw. abgesetzte Menge an Kilowattstunden. Die tatsächlichen Kosten eines Netzbetreibers hängen aber häufig von mehreren Kostentriibern ab, von denen die abgesetzte Menge u.U. sogar der unwesentlichste ist. Diesem Umstand hat die RPCCR dadurch Rechnung getragen, dass sie als Kostentreiber die Anzahl der Kunden verwendet. Aber auch dieser Ansatz ist zu stark vereinfacht, als dass er die Entwicklung der Gesamtkosten des

Unternehmens in einer Zeitperiode adäquat abbilden könnte.

Ziel eines intelligenten Regulierungsschemas muss es daher sein, die tatsächlichen Kostentreiber der zu regulierenden Unternehmen zu identifizieren und darauf aufbauend eine Indexanpassung zu entwickeln, die ein schlankes und leistungsorientiertes (*performance based*) Regulierungsverfahren erlaubt. Erste Ansätze dafür werden seit Mitte der 90er Jahre in unterschiedlichen Ländern in der Praxis erprobt, wie Tabelle 2 in einer Übersicht aufzeigt. Ausgangspunkt dieser Ansätze war letztlich die Ablehnung von sowohl der aufwendigen und veralteten RORR als auch der zu stark vereinfachten und anreizkontraproduktiven PCR, sodass man hier von einer in der Praxis bereits realisierten neuen Generation der Preisregulierung sprechen kann.

Da diese neue Generation von Regulierungsschemata häufig noch unzutreffend die alten Bezeichnungen wie PCR (z.B. in Großbritannien) oder RCR (z.B. in Norwegen) verwendet, wollen wir mit der Einführung des Begriffs "Multiple Driver Cap Scheme" (MDCS) eine klare Abgrenzung zu den vorgestellten eindimensionalen Schemata vornehmen. MDCS ist also kein auf rein theoretischer Basis neu entwickeltes Regulierungsschema, sondern eine neue Bezeichnung für einen in der Praxis bereits erprobten, in der vorliegenden Arbeit aber theoretisch stärker fundierten Ansatz. Genau genommen handelt es sich bei der MDCS um eine modifizierte, auf Prognosen (targets) für **mehrere** Treibergrößen (Multiple Drivers) basierende PCR bzw. RCR Regulierung. Sie wird daher mitunter auch Multiple Driver Target Regulierung genannt. Um jedoch den mit diesem Begriff möglichen Eindruck eines strikten Erlös- bzw. Gewinnziels (target) zu vermeiden, schlagen wir als Kurzbezeichnung "Multiple Driver Cap Scheme" vor.

Die Ziele der MDC Regulierung beinhalten insbesondere

- die Erlöse der Unternehmen stärker an die tatsächlichen Kostentreiber zu koppeln,
- die Anreize der Unternehmen in eine bessere Übereinstimmung mit den Kundeninteressen zu bringen und
- die Hemmnisse für die Unternehmen zu reduzieren, die ihren Kunden DSM-Programme anbieten wollen.

MDC Regulierung intendiert allerdings zunächst nicht, einen Bias zugunsten von Energieeffizienz auf der Nachfrageseite zu institutionalisieren; ihr Ziel liegt vielmehr in der Abschwächung bzw. Aufhebung des vorhandenen Bias zuungunsten von Energieeffizienz auf der Nachfrageseite bzw. zugunsten einer Ausweitung des Absatzes.

Die Formeln in Tabelle 3 illustrieren das generelle Schema einer MDC Regulierung.

Die allgemeinen Variablen "A" für die Kostentreiber haben wir mit "ΔA%" als prozentuale Variation von A im Jahr t im Vergleich zum Jahr t-1 dargestellt:

$$\Delta A\% = (A_t - A_{t-1}) / A_{t-1} = A_t / A_{t-1} - 1$$

Die jährliche Anpassungsformel f () beinhaltet üblicherweise einen aus der PCR bekannten Faktor (1 + I - X), mit dem Inflation (I = Veränderung des Preisindex) und Produktivitätsfortschritt (X = Veränderung des Produktivitätsindex) berücksichtigt werden.

In der Praxis sind die obigen Regulierungsformeln aus mehreren Gründen komplexer:

- Die jährliche Anpassungsformel beinhaltet häufig weitere Parameter, die die jeweilige Obergrenze/das jeweilige maximale Preis- bzw. Erlösziel mit unterschiedlichen leistungsorientierten Indizes verknüpfen (z.B. Grad der Versorgungssicherheit, Umfang der Netzverluste, Anzahl der Kundenbeschwerden etc.).
- Automatische Anpassungsmechanismen ergänzen die Basisformel, um beispielsweise diejenigen Kosten direkt abwälzen zu können, die aus-

Tabelle 3: Schema einer MDC Regulierung

General Multiple Driver Cap Scheme (MDCS)	
In der Form einer Preisobergrenze	$P_t = P_{lim t} = f(P_{lim t-1} \cdot S_{t-1}) \cdot (1/S_t) \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta N\% + \beta \cdot \Delta S\% + \gamma \cdot \Delta G\% + \delta \cdot \Delta P\% + \dots)$ <p>oder</p> $P_t = P_{lim t} = f(P_{lim t-1} \cdot S_{t-1}) \cdot (1/S_t) \cdot (r + \alpha \cdot N_t/N_{t-1} + \beta \cdot S_t/S_{t-1} + \gamma \cdot G_t/G_{t-1} + \delta \cdot P_t/P_{t-1} + \dots)$
In der Form einer Erlösobergrenze	$R_t = R_{lim t} = f(R_{lim t-1}) \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta N\% + \beta \cdot \Delta S\% + \gamma \cdot \Delta G\% + \delta \cdot \Delta P\% + \dots)$ <p>oder</p> $R_t = R_{lim t} = f(R_{lim t-1}) \cdot (r + \alpha \cdot N_t/N_{t-1} + \beta \cdot S_t/S_{t-1} + \gamma \cdot G_t/G_{t-1} + \delta \cdot P_t/P_{t-1} + \dots)$

mit:

- N_t, S_t, G_t, P_t Anzahl der Kunden bzw. Hausanschlüsse, Absatz in kWh, Netzlänge, Spitzenlast in der aktuellen Periode t (als mögliche Kostentreiber)
- $N_{t-1}, S_{t-1}, G_{t-1}, P_{t-1}$ Anzahl der Kunden bzw. Hausanschlüsse, Absatz in kWh, Netzlänge, Spitzenlast in der Vorperiode t-1
- $P_{lim t}, P_{lim t-1}$ autorisierte Höchstpreise für die aktuelle und die Vorperiode
- $R_{lim t}, R_{lim t-1}$ autorisierte maximale Erlöse für die aktuelle und die Vorperiode

drücklich nicht indexgesteuert angepasst werden sollen (z.B. umsatzunabhängige Steuern, unvorhergesehene Ausfallkosten etc.¹⁶) Dies geschieht häufig durch Verwendung eines Z-Faktors außerhalb des Caps. ■ Korrekturfaktoren gleichen die Differenzen zwischen den tatsächlichen und den auf der Grundlage der tatsächlichen Werte der Kostentreiber nachkalkulierten Erlösen der Vorperiode aus, um das strategische Ausnutzen von Prognosen ("gaming") zu umgehen und den Absatzmaximierungsanreiz zu neutralisieren.

Die konkrete Anwendung des MDC Regulierungsschemas beinhaltet demnach im Wesentlichen die folgenden fünf Schritte:

1. In Übereinstimmung mit allen anderen Regulierungsschemata müssen zu Beginn in einem umfassenden ra-

- te case alle wesentlichen Anfangsparameter und Koeffizienten festgelegt werden, um das Ausgangserlösniveau und damit die Ausgangspreise bestimmen zu können. Eine Alternative dazu läge in der Verwendung von Benchmark-Daten vergleichbarer Unternehmen.¹⁷
2. Auswahl der Kostentreiber und Festlegung der jeweiligen Gewichtung.
3. Festlegung der fixen Kosten innerhalb und außerhalb des Caps: Alle fixen Kosten innerhalb des Caps sollten zum einen unabhängig von den Kostentreibern sein, zum anderen aber vom Unternehmen kontrolliert werden können und damit einer Kostenreduzierung zugänglich sein (z.B. allgemeine Verwaltungskosten). Die fixen Kosten außerhalb des Caps können von den Unternehmen nicht beeinflusst werden und sind

¹⁶ In den USA werden hier häufig auch die Brennstoffkosten berücksichtigt, obwohl dies zu unerwünschten Anreizen führen kann. Vgl. dazu Moskowitz (1989), S.4.

¹⁷ Vgl. dazu Pfeifenberger/Tye (1995), S.773; Burns/Davies/Riechmann (1999).

daher direkt an die Kunden weiterzugeben (*flow through costs*).

4. Jährliche Anpassung des Ausgangs-Erlösniveaus mit Hilfe von Indizes sowie eines Korrekturfaktors.
5. In einer wettbewerblichen Übergangsphase, in der die Entflechtung zwischen den elektrizitätswirtschaftlichen Funktionen noch nicht vollständig realisiert ist, sollten bei der Einführung einer MDC Regulierung zusätzliche Regelungen getroffen werden, um insbesondere Preishocks zu vermeiden. Man könnte für den Anstieg oder die Senkung von Preisen gewisse Grenzen festlegen, die nicht überschritten werden dürfen.¹⁸

Die Koeffizienten α , β , γ , δ ... (deren Summe definitionsgemäß 1 beträgt), nehmen eine Gewichtung der unterschiedlichen Kostentreiber vor, d.h. je größer der Koeffizient, desto stärker ist der Einfluss auf die Zielgröße.

Aus theoretischer Sicht kann das MDC-Schema als ein "kombiniertes" Regulierungsschema betrachtet werden:

- je näher α an 1 liegt, desto näher kommt es der Revenue-Per-Customer-Cap Regulierung;
- je näher β an 1 liegt, desto näher kommt es der Price-Cap Regulierung.

Dadurch können alle leistungsorientierten Regulierungsschemata (*Performance Based Scheme*) mit Hilfe des MDC-Schemas ausgedrückt werden. Tabelle 4 gibt eine kurze Übersicht über die tatsächliche Größenordnung der Koeffizienten in den unterschiedlichen Ländern.

Im Hinblick auf die Regulierungsziele beurteilen wir MDCR wie folgt:

- + Sie gibt grundsätzlich starke Anreize für ökonomisch effizientes Verhalten der Unternehmen auf der Angebotsseite.

Tabelle 4: Aktuelle Koeffizienten in international praktizierten MDC-Schemata

Land	Regulierte Funktion	Koeffizienten
England und Wales	Verteilung	$\alpha = 0,5; \beta = 0,5$
Italien	Verteilung für "gefangene" Nicht-Haushaltskunden	$\alpha = 0,75; \beta = 0,25$
Italien	Endversorgung für "gefangene" Nicht-Haushaltskunden	$\alpha = 1$
New South Wales (Australien)	Verteilung und Endversorgung	$r + \alpha + \gamma = 0,75; \beta = 0,25$ (ca.)
Norwegen	Verteilung	$r = 0,5; \beta = 0,5$

- + Sie sichert bei sorgfältiger Anwendung Verbraucherschutz und Kundenzufriedenheit.
- + Sie reduziert den "künstlichen" Anreiz zur Absatzmaximierung der Unternehmen durch Verwendung geeigneter Kostentreiber und einer regelmäßigen Anpassung der autorisierten Erlöse mit Hilfe geeigneter Korrekturfaktoren.
- Sie verursacht nach einer Abschätzung der Preisaufsicht NRW in etwa dieselben Kosten wie die RORR.¹⁹ Allerdings ist sie durch die notwendige Ermittlung der jährlichen Korrekturparameter erheblich aufwändiger als die PCR.

Eine empirische Analyse der Kostentreiber als Basis der Implementierung des Multiple Driver Cap Scheme in der Praxis

Multiple Driver Cap-Schemata sind im Allgemeinen leicht zu verstehen und umzusetzen, da sie auf Grundlage der

Price-Cap Formeln unter Berücksichtigung der Korrekturglieder gewonnen werden können. Die jährliche Anwendung erfordert neben den Voraussetzungen einer reinen Price-Cap Regulierung die Kenntnis sehr einfacher Parameter wie der Anzahl der Kunden bzw. Anschlüsse an das Netz (Gesamtanzahl oder nach Klassen unterteilt) und/oder der Netzlänge der verschiedenen Energieunternehmen. Das Hauptproblem bei der Implementierung der MDC-Regulierungsformeln, wie sie im fünften Abschnitt (Preisregulierung auf Basis des MDCS) vorgeschlagen wurden, ist die Spezifizierung der Faktoren und der entsprechenden Koeffizienten, die in der Regulierungsformel für ein spezifisches Land oder einen spezifischen Typ von Energieunternehmen angewendet werden sollen. Im Allgemeinen gibt es zwei Wege, einen solchen Spezifizierungsprozess zu beginnen:²⁰

- ad-hoc, basierend auf Experteneinschätzungen und Regulierungserfahrungen aus anderen Ländern (Option 1),
- basierend auf empirischen Analysen der Kostentreiber (Option 2).

Eine sorgfältige statistische Schätzung der Hauptkostentreiber der verschiede-

¹⁸ Eine solche Restriktion würde auch die theoretischen Bedenken einiger Ökonomen im Hinblick auf eine RCR oder eine MDCR abschwächen. Vgl. dazu Comnes et. al (1995), S.81; Biewald et al. (1997), S.51.

¹⁹ Die nordrhein-westfälische Preisaufsicht regulierte bislang mehr als 100 Unternehmen. Sie rechnete jährlich mit etwa 600 000 DM Personalkosten zuzüglich eines 100%igen Overheads. Dagegen standen etwa 500 000 DM Gebühreneinnahmen, sodass eine Belastung in Höhe von etwa 700 000 DM für NRW blieb.

²⁰ Vgl. z.B. Burns/Davies/Riechmann (1999) für mögliche weitere Schritte der Modellspezifikation.

nen elektrizitätswirtschaftlichen Funktionen (Erzeugung, Transport und Verteilung, Lieferung) (Option 2) sollte die langen Investitionszyklen im Energiesektor berücksichtigen (überwiegend 10 Jahre, überlappt von 20- bzw. 30-Jahres-Zyklen). Eine reine Querschnittsanalyse würde diese Zyklen vernachlässigen und kann daher zu verzerrten Ergebnissen führen, die z.B. nur eine Reaktion der analysierten Unternehmen auf den Gemeinsamen Markt oder Regulierungsphänomene reflektieren könnten. Daher wäre eine anspruchsvolle ökonomische Analyse von Zeitreihen sinnvoll, die die langen Investitionszyklen in Betracht zieht²¹. Idealerweise sollten zu diesem Zweck entsprechend lange separate Zeitreihen für jeden Funktionsbereich und jeden spezifizierten Typ von Energieunternehmen zur Verfügung stehen. Dies in der Praxis aber in der Regel nicht der Fall.

In dem EU-Projekt, auf dessen Ergebnissen der vorliegende Text beruht, wurde versucht, Kostentreiber für Netzbetreiber in Deutschland auf Basis verfügbarer Daten zu identifizieren²². Dies geschah mittels einer ökonomischen Analyse anonymisierter, gepoolter Daten von 20 zufällig ausgewählten Energieunternehmen in Nordrhein-Westfalen aus den Jahren 1985 (bzw. 1990) bis 1998. Die Daten wurden aus dem Archiv der Erhebungsbögen der nordrhein-westfälischen Preisaufsichtsbehörde gewonnen, die die Stromtarife

²¹ Vgl. auch Moskovitz/Swofford (1992) und Eto/Stoft/Belden (1994) zu den Grenzen ihrer Analysen; vgl. aber auch Riechmann/Schulz (1995). Riechmann hat versucht, durch Berechnung der Kostenelastizität des Netzes Kostentreiber des Durchleitungs- und Verteilungssystems in Deutschland zu ermitteln. Er verwandte ein ökonomisches Ko-Integrationsmodell zur Berechnung der Werte. Riechmann stellte fest, dass in der Vergangenheit die Kosten des Hochspannungsnetzes (Mittel- und Niederspannungsnetzes) um 0,63% (0,45%) gestiegen sind, wenn die Kapazität des Netzes um 1% erweitert wurde.

²² Im Folgenden werden nur die wesentlichsten Analyseergebnisse dargestellt. Für eine ausführliche Darstellung der empirischen Analyse und ihrer Ergebnisse vgl. Politecnico di Milano et al. (2000), Volume 3, Chapter 4.

von mehr als 100 nordrhein-westfälischen Energieunternehmen mindestens alle zwei Jahre überprüft und bewilligt. Zwar konnten der Erzeugungs- und Transportbereich der untersuchten Unternehmen von den übrigen Funktionsbereichen unterschieden werden, eine Differenzierung zwischen Verteilung, Handel und Endkunden-Belieferung war mit den zur Verfügung stehenden Daten aber nicht möglich. Ferner waren nur vier der Unternehmen in der Stichprobe im Stromtransport tätig. Daher war letztlich nur eine Analyse der integrierten Funktionsbereiche Verteilung/Handel/Belieferung möglich.

Die empirische Analyse ergab, dass die verfügbaren Daten nicht ausreichen, um zuverlässige und robuste Analyseergebnisse zu erzielen, die nicht nur eine Auswahl relevanter Kostentreiber erlauben, sondern auch direkt zur Spezifizierung der Koeffizienten in den Regulierungsformeln in der Praxis verwandt werden können. Außerdem ist eine Analyse der Daten von integrierten Verteiler-/Lieferunternehmen, die in einer Monopolsituation agiert haben, im Hinblick auf die separate Regulierung von Verteilungs- und Lieferbereich in einem liberalisierten Markt nur begrenzt aussagefähig und belastbar.

Die empirische Analyse konnte daher lediglich Hinweise darauf liefern, welche Variablen relevante Kostentreiber sein könnten und entsprechend in die Regulierungsformel einbezogen werden sollten. Eine eindeutige Aussage zu den einzubeziehenden Variablen war vor allem aufgrund von Multikollinearitäten und der Nichtausschließbarkeit des Auftretens des Averbch-Johnson-Effekts nicht möglich. Die genaue Auswahl der Variablen und Spezifizierung der Koeffizienten dieser Variablen muss bei der Implementierung des MDC-Schemas in die deutsche bzw. nordrhein-westfälische Praxis ad hoc bzw. basierend auf Experteneinschätzungen und Regulierungserfahrungen aus anderen Ländern erfolgen (Option 1).

Als besonders signifikanter Einflussfaktor auf Kosten- bzw. Erlösveränderungen der Unternehmen im integrierten Verteilungs- und Lieferbereich wurde die Veränderung in der Höchstlast (MW) identifiziert. Darüber hinaus sollten insbesondere die Anzahl der Netzanschlüsse differenziert nach einzelnen Kundengruppen und/oder die verteilte Strommenge (GWh) differenziert nach Spannungsebenen in einem MDC-Schema berücksichtigt werden²³. Andere Einflussgrößen wie die Netzlänge, die Anzahl der Transformatoren im Eigentum der Unternehmen, die Bevölkerungsdichte im Verteilungsgebiet oder die Anzahl der Beschäftigten waren nicht signifikant²⁴. Diese Ergebnisse decken sich zum Teil mit in anderen Ländern durchgeführten empirischen Analysen. Beispielsweise identifizieren Burns und Weyman-Jones (1996) die Anzahl der Kunden und die Höchstlast im Netz neben den Faktorpreisen als Hauptkostentreiber der zwölf regionalen Verteilunternehmen in England und Wales²⁵.

Fazit und Empfehlungen

In liberalisierten Strommärkten ist das ökonomische Effizienzziel nicht nur im Hinblick auf die Unternehmen, sondern

²³ Nicht geschätzt wurde der bei Wild (2001) als signifikant erachtete Belastungsfaktor des Netzes (*load factor*), der sich als Quotient aus Durchschnitts- und Spitzennachfrage ergibt und damit einen Zusammenhang zwischen der verteilten Strommenge und der Höchstlast herstellt (entspricht also der aus dem Erzeugungsbereich bekannten Kenngröße „Benutzungsdauer“). Die durchschnittliche Last (Durchschnittsnachfrage) wird dabei als Quotient aus verteilter Strommenge (GWh/a) und Zeit (8 760h/a) ermittelt.

²⁴ Anscheinend haben in Nordrhein-Westfalen die Unterschiede in der Topographie des Verteilungsgebietes und in der Kundendichte keinen so großen Einfluss auf die Kosten- bzw. Erlöslage wie in manchen anderen Ländern (vgl. beispielsweise die Ergebnisse für die Schweiz in Wild (2001)).

²⁵ Für weitere Untersuchungen der Kostenfunktionen, Kosteneinflussgrößen und Produktivitätsentwicklungen der Netzbetreiber in anderen Ländern vgl. z.B. Neuberg (1977), Hjalmarsson/Veiderpass (1992) und Førsund/Kittelsen (1998) sowie die Darstellung mit ausführlichen Literaturhinweisen in Wild (2001), 14ff.

auch im Hinblick auf das Regulierungsverfahren für die verbleibenden natürlichen Monopolbereiche zu diskutieren. Diese Diskussion führt zwangsläufig weg von der traditionellen Rate-of-Return Regulierung hin zu schlankeren leistungsorientierten Regulierungsschemata (Performance Based Regulation). Diese Schemata sollten die Kostenstrukturen der regulierten Unternehmen so korrekt wie möglich widerspiegeln, um keine unerwünschten Anreize zu geben. Das entscheidende Defizit des Price-Cap Schemas (PCR) liegt darin, dass die Gewinne der Energieunternehmen sich zu stark erhöhen, wenn sie ihren Energieabsatz erhöhen, selbst wenn dies für die Kunden und für die Gesellschaft ökonomisch nicht sinnvoll ist. Wenn andererseits der Absatz niedriger ausfällt als die Prognose – aus welchen Gründen auch immer –, wird das regulierte Unternehmen hohe Verluste mit der Price-Cap Regulierung machen. Dies wäre beispielsweise dann der Fall, wenn das Unternehmen während der Geltungsdauer des Caps DSM-Programme durchführen würde, die nicht bereits langfristig geplant waren und damit im Ausgangspreisniveau hätten berücksichtigt werden können.

Vor diesem Hintergrund haben wir die Möglichkeiten untersucht, ein Preisregulierungsschema für die verbleibenden Monopolbereiche des liberalisierten Strommarktes (v.a. Netzbetrieb) zu formulieren, das folgende wesentlichen Ziele erfüllt:

1. die Kostenstrukturen der regulierten Unternehmen adäquat widerzuspiegeln und damit dem Netzbetrieb konkrete Anreize zu ökonomischer Effizienz zu geben;
2. den notwendigen Wandel der Energieversorger zu umfassenden Energiedienstleistern nicht zu behindern, d.h. keine Anreize zum Mehrabsatz und keine Barrieren zur Implementierung von DSM-Programmen in den Energieunternehmen zu schaffen;

3. die Regulierung "schlank" zu machen, d.h. sie sollte mit möglichst wenig Aufwand durch die Behörden implementierbar sein.

Das Fazit dieser Analyse lautet, dass eine Multiple Driver Cap Regulierung (MDCR) den besten Kompromiss zwischen diesen Zielen darstellt, während eine reine Price-Cap Regulierung den Unternehmen ineffiziente Anreize gibt und genauso wie die reine Revenue-Cap Regulierung (RCR) die Kostenstrukturen nicht adäquat widerspiegelt. Eine solche MDCR wird z.B. in England, Norwegen, New South Wales und – auf der Grundlage des diesem Artikel zugrundeliegenden SAVE-Projektes – nun auch in Italien angewandt.

Falls eine Regulierung der entflochtenen Elektrizitätswirtschaftlichen Funktion Netzbetrieb in Deutschland eingeführt wird, sollte sie auf Basis des hier vorgeschlagenen Schemas erfolgen. Kostentreiber sind neben der Anzahl der Kunden bzw. der Netzanschlüsse zu einzelnen Kundengruppen insbesondere die Höchstlast oder/und die Menge der verteilten bzw. verkauften elektrischen Arbeit²⁶. Das wichtigste Element der MDCR ist der regelmäßige Abgleich zwischen der tatsächlichen Entwicklung der Kostentreiber und den tatsächlichen Erlösen und damit verbunden der Ausgleich von Über- und Unterzahlungen gegenüber den Kunden. Als weiteres marktorientiertes Element sollte die Berücksichtigung von Benchmarks bei der Festlegung der Ausgangserlöse und des Ausgangspreisniveaus und/oder unternehmensspezifischer Ziele für die Steigerung der Produktivität erwogen werden²⁷.

Im Hinblick auf die Beförderung der Energieeffizienz im Strombereich ist die Multiple Driver Cap Regulierung lediglich eines von mehreren Instrumenten, um den ökonomisch ineffizienten Anreiz zur Absatzausweitung von

²⁶ Bzw. alternativ der Belastungsfaktor des Netzes (Wild (2001)). Je nach Regulierungsgebiet können auch andere Einflussfaktoren, z.B. topographische Aspekte oder die Kundendichte im Siedlungsgebiet eine Rolle spielen (vgl. ebenda).

²⁷ Vgl. z.B. Burns/Davies/Riechmann (1999).

Netzunternehmen und regulierten Endversorgern abzuschwächen bzw. aufzuheben und ihnen gleichzeitig die Möglichkeit zu geben, die Kosten von DSM-Programmen an die Kunden weiterzureichen. Um jedoch eine möglichst weite Verbreitung kosteneffektiver DSM-Programme zu erreichen, ist der Einsatz eines sehr viel umfangreicheren Instrumentenmixes notwendig²⁸.

Angesichts der Unsicherheit, ob die Bundesregierung dem Beispiel der europäischen Nachbarn folgen und eine Netzregulierung einführen wird, wird als kurzfristige Maßnahme empfohlen, den Energieunternehmen per Rechtsverordnung oder Modifizierung des Energiewirtschaftsgesetzes zumindest zu erlauben, die Kosten für kosteneffektive DSM-Programme sowie Beratung zur rationalen Energienutzung auf die Netznutzungsentgelte im Rahmen der Verbändevereinbarung II umzulegen. Dies ist deswegen erforderlich, weil die Verbändevereinbarung II die Netznutzungsentgelte prinzipiell mit Hilfe des Vergleichmarktkonzepts nach oben begrenzt. Sofern die Kosteneffektivität von DSM-Programmen nachgewiesen werden kann, sollten die Programmkosten daher von der Anwendung des Vergleichmarktkonzepts ausgenommen werden.

Abschließend sei noch darauf hingewiesen, dass die Regulierung der Netzbetreiber nach dem MDCS zwar einen diskriminierungsfreien Netzzugang ermöglicht und zugleich umwelt- und wirtschaftspolitisch unerwünschte Anreize zum Mehrabsatz von Strom für die integrierten Unternehmen reduziert oder eliminiert. Das MDCS sagt damit etwas über die Umsatzanreize für die Netzbetreiber, jedoch zunächst nichts über die Preisstruktur aus und damit über die preislichen Anreize zur rationalen Nutzung von Strom für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Hier besteht weiterer Regelungsbedarf, sofern sich der in den letzten zwei Jahren entstandene Trend zu immer höheren Fixkostenanteilen fortsetzt. Zumindest Auswüchse wie

²⁸ Vgl. Wuppertal Institut u.a. (2000) für die Darstellung eines solchen "policy mix".

die zunehmend angebotenen "Take-or-pay"-Verträge (z. B. 5 000 kWh/Jahr zum Festpreis von 988 DM pro Jahr) sollten eingedämmt werden, denn hier entfällt jeglicher Anreiz zur rationellen Nutzung von Strom; es sollte aber auch die Festlegung einer Obergrenze für die fixen Preisbestandteile geprüft werden.

Literaturverzeichnis

- BDI; VDEW; VIK, VKU (1999): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999 (VV II).
- Biewald, B.; et al. (1997): Performance-Based Regulation in a Restructured Electric Industry, Cambridge MA, November 1997.
- Burns, P.; Davies, J.; Riechmann, C. (1999): Benchmarking von Netzkosten – Data Envelopment Analyse (DEA) am Beispiel der Stromverteiler in Großbritannien. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 4, 285-301.
- Burns, P.; Weyman-Jones, T.G. (1996): Cost functions and cost efficiency in electricity distribution: a stochastic frontier approach. Bulletin of Economic Research 48, 1, 41-64.
- Comnes, G.A.; Stoft, S.; Greene, N.; Hill, L.J. (1995): Performance-based rate-making for electric utilities: review of plans and analysis of economic and resource-planning issues, Volume I, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, LBL-37577. UC-1320, November 1995.
- Eto, J.; Stoft, S.; Belden, T. (1994): The Theory and Practice of Decoupling, Energy & Environment Division, Lawrence Berkeley Laboratory, Berkeley.
- EWI [Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln] (1998): Konzentration und Wettbewerb in der Deutschen Energiewirtschaft. Studie bearbeitet von Peter Drasdo et. al. München.
- Førsund, F.; Kittelsen, S. (1998): Productivity development of Norwegian electricity distribution utilities. Resource and Energy Economics 20, 207-224.
- Hjalmarsson, L.; Veiderpass, A. (1992): Productivity in Swedish electricity retail distribution. Scandinavian Journal of Economics 94, Supplement, 193-205.
- Hill, L. J. (1995): A primer on incentive regulation for electric utilities, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, ORNL/CON-422, October 1995.
- IEA [International Energy Agency] (1994): Electricity Supply Industry, Structure, Ownership and Regulation in OECD Countries, OECD/IEA, Paris.
- Initiative "Pro Wettbewerb": Katalog Diskriminierungsfreiheit für neue Anbieter im Strommarkt, Berlin, September 2000.
- LBD [LBD-Beratungsgesellschaft mbH] Analyse zu Durchleitungsentgelten am Beispiel RWE AG, Kurzdarstellung, Berlin 2000.
- Leprich, Uwe (1994): Least-Cost Planning als Regulierungskonzept. Neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie, Freiburg 1994.
- Moskovitz, D.; Swofford, G.B. (1992): Revenue-per-Customer Decoupling, in: Nadel, S., Reid, M., and D.R. Wolcott (eds.), Regulatory Incentives for Demand-Side Management, American Council for an Energy-Efficient Economy, Series on Energy Conservation and Energy Policy, Washington D.C. and Berkeley.
- Moskovitz, D. (1989): Profits and Progress Through Least-Cost Planning. Study of the NARUC Conservation Committee, November 1989.
- Neuberg, L.G. (1977): Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. Bell Journal of Economics 8, Spring, 303-323.
- o.V. (2001): Kartellamt ermittelt gegen Stromnetzbetreiber: Verdacht auf überhöhte Entgelte bei 22 Unternehmen. Handelsblatt, 188 (28.9.2001), 5.
- o.V. (2001a): Monopolmissbrauch?! Überhöhte Netznutzungsentgelte: Bayrische Landeskartellbehörde geht gegen 20 Unternehmen vor. Strom-Magazin, 7.9.2001, www.strom-magazin.de.
- OFFER (Office of Electricity Regulation) (1994): The Distribution Price Control: Proposals, London, August 1994.
- Pfeifenberger J. P.; Tye, W. B. (1995): Handle with care. A primer on incentive regulation, in: Energy Policy, 1995 Vol. 23, No. 9, S. 769-779.
- Politecnico di Milano, et al. (2000): DSM pilot actions, DSM bidding and removal of DSM disincentives from price regulation. A joint project in Italy, Germany and Austria co-funded by the European Commission (DGXVII, SAVE programme). Volume 3: Part 3, Price regulation and removal of DSM disincentives in monopoly segments of restructured electricity markets. Final Report by Wuppertal Institute for Climate Environment Energy, Politecnico di Milano and Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Technologie und Verkehr NRW, with inputs and comments from Energieverwertungsagentur Wien. Mailand.
- Riechmann, C. (1995): Price-Cap Regulierung, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2, 157-167.
- Riechmann, C.; Schulz, W. (1995): Verfahren zur Feststellung der Kosten- und Erlöslage einschließlich Kostenträgerrechnung im Preisgenehmigungsverfahren nach §12 BTO Elt, vorläufiger Abschlussbericht, unveröffentlichtes Manuskript, August 1995.
- Wild, J. (2001): Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung: Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz. Zürich.
- Wuppertal Institute et al. (2000): Completing the market for least-cost energy services. Strengthening energy efficiency in the changing European electricity and gas markets. A Study co-funded by the European Commission (DGXVII, SAVE programme), Project Final Report. Wuppertal.