

Kumkar, Lars

Working Paper — Digitized Version

Regulierung vertikal strukturierter Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik

Kiel Working Paper, No. 874

Provided in Cooperation with:

Kiel Institute for the World Economy – Leibniz Center for Research on Global Economic Challenges

Suggested Citation: Kumkar, Lars (1998) : Regulierung vertikal strukturierter Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik, Kiel Working Paper, No. 874, Kiel Institute of World Economics (IfW), Kiel

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/47207>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Kieler Arbeitspapiere

Kiel Working Papers

Kieler Arbeitspapier Nr. 874

**Regulierung vertikal strukturierter Industrien:
Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage
der neuen Institutionenökonomik**

von

Lars Kumkar*

Juli 1998



Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel
The Kiel Institute of World Economics

Institut für Weltwirtschaft
Düsternbrooker Weg 120, D-24105 Kiel

Kieler Arbeitspapier Nr. 874

**Regulierung vertikal strukturierter Industrien:
Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage
der neuen Institutionenökonomik**

von

Lars Kumkar*

Juli 1998

828141

* Die Arbeit des Autors wird im Rahmen des Forschungsprojekts „Wettbewerbliche Reformen des Elektrizitätssektors — Eine vergleichende Länderanalyse“ von der Fritz Thyssen Stiftung gefördert. Hierfür sei gedankt.

Für Inhalt und Verteilung der Kieler Arbeitspapiere ist der jeweilige Autor verantwortlich, nicht das Institut.

Abstract — Inhalt

This paper deals with the efficiency characteristics of alternative regulatory policies in the electricity sector. The analysis begins with the presentation of the analytical concept of the „regulatory contract“, which is based on the New Institutional Economics. The main part of the paper deals with the regulatory implications of the technical characteristics of the electricity supply industry. Firstly, it analyses optimal rules for regulating the price-level and the price-structure. Secondly, the consequences of asymmetric information between Regulator and regulated firms are scrutinised. These informational asymmetries are of particular importance in the case of vertically integrated electricity companies. Several measures to improve the informational situation of the regulator are discussed. The paper concludes with a summary of the main results.

In diesem Papier werden Ansatzpunkte zur Regulierung von Stromunternehmen auf ihre Effizienzigenschaften untersucht. Zu diesem Zweck wird zunächst als analytischer Ausgangspunkt das institutionenökonomische Konzept des Regulierungsvertrags dargestellt und im Anschluß die regulierungsökonomischen Implikationen der technischen Besonderheiten der Stromwirtschaft identifiziert. Dabei werden Fragen der Preisniveau- und Preisstrukturregulierung behandelt. Insbesondere wird darauf eingegangen, welche Konsequenzen aus dem Problem des sogenannten Regulierungsrisikos zu ziehen sind. Im zweiten Hauptteil des Papiers wird untersucht, welche Implikationen sich aus dem Zusammenspiel asymmetrischer Informationen des Regulierers und des Regulierten mit der Existenz vertikal integrierter Stromunternehmen ergeben. Hierbei wird auf Maßnahmen zur Entschärfung der Informationsasymmetrien und auch auf die strukturregulierende Maßnahme der vertikalen Zwangsentflechtung integrierter Unternehmen eingegangen. Das Papier schließt mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse und der Formulierung einiger Thesen für weitere regulierungsökonomische Untersuchungen.

JEL Classification: H4, L4, L5, Q4

Lars Kumkar
Institut für Weltwirtschaft
an der Universität Kiel
Düsternbrooker Weg 120
D-24147 Kiel
Tel.: 0431/8814-216
Fax: 0431/8814-500
Email: Lars.Kumkar@ifw.uni-kiel.de

Gliederung

I. Problemstellung	1
II. Preis- und Gewinnregulierung bei exogenem Regulierungsbereich	5
A. Ausgangspunkt: Das Konzept des Regulierungsvertrags.....	6
B. Preisniveauregulierung	14
1. Die Kontroverse um Rendite vs. Preisgrenzenregulierung	14
2. Das Raubüberfallproblem im Fall öffentlicher Regulierung: Zur Glaubwürdigkeit des Regulierers und der Bedeutung unvollständiger Regulierungsverträge	25
3. Exkurs zu Abschnitt II.B.2: Erfahrungen mit Regulierungsrisiko in der U.S.-Stromwirtschaft.....	35
4. Fazit	40
C. Preisstrukturregulierung: Stromtransport als heterogenes Produkt	42
1. Die theoretische Richtschnur: Das Konzept der nodalen Preise und dessen Implikationen für optimale Transportpreise.....	43
2. Das Problem der Implementierung optimaler Preisstrukturen unter unvollständiger Information.....	52
3. Die Anreize zum Netzausbau unter einem Regime annähernd optimaler Transportpreise: Das Konzept des Kontraktnetzwerks	59
4. Fazit	75
III. Verhältnis von Marktverhaltens- und Marktstrukturregulierung in vertikal strukturierten Sektoren: Endogene Festlegung der Regulierungsbereiche im Mehrproduktfall	79
A. Das Problem des vertikalen Ausschlusses im Regulierungsfall	79
B. Verbesserung der Wirksamkeit einer funktionellen Entflechtung	86
C. Umfassende Regulierung vertikal integrierter Unternehmen	89
D. Vertikale Entflechtung	91
E. Fazit	94
IV. Ergebnisse	96
Literaturverzeichnis	104

I. Problemstellung

Zentraler wettbewerbspolitischer Problembereich im Stromsektor ist die Stufe des Stromtransports. Die technisch bedingten wirtschaftlichen Charakteristika lassen auf dieser Stufe des Stromsektors die Existenz von Elementen eines natürlichen Monopols vermuten (Kumkar 1998b). Die in diesem Papier zu diskutierende Frage lautet, wie eine Regulierung ausgestaltet werden sollte, wenn grundsätzlich eine Regulierung des Stromtransports für angebracht gehalten wird.

In Anlehnung an Joskow (1991: 66) können im Bereich der Regulierungstheorie und -politik zwei Problemkomplexe unterschieden werden: (i) Regulierungsprobleme bei exogen gegebenen Regulierungsbereichen und (ii) Regulierungsprobleme bei endogen zu bestimmenden Regulierungsbereichen. Die zweite Kategorie hängt zwar mit der ersten Kategorie zusammen, geht aber in weiten Teilen über diese hinaus und stellt gleichzeitig das Bindeglied zu Fragestellungen dar, die gemeinhin unter der Rubrik „Kartellpolitik“ (antitrust policy) betrachtet werden. Zu diesen Problemkomplexen hält die neue Institutionenökonomik gegenüber der herkömmlichen Regulierungsökonomik vor allem durch die explizite Berücksichtigung von Transaktionskosten fundiertere Analysemethoden bereit. Sie bildet daher die analytische Grundlage dieses Papiers.¹

Unter der Kategorie der Regulierungsprobleme bei exogen gegebenem Regulierungsbereichen wird analysiert, welche Regulierungsregel im konkreten Fall optimal ist, wenn der Regulierungsbereich a priori festgelegt ist.²

¹ Vgl. zu einem Überblick über Erkenntnisziele, Methoden und Aussagen der neuen Institutionenökonomik im Kontext einer industrieökonomischen Untersuchung der Stromwirtschaft Kumkar (1998b: Kapitel III und IV).

² Unter *Regulierungsregel* wird im folgenden eine Regel verstanden, nach der die Regulierung vom Regulierer durchgeführt wird. Die Form der optimalen Regulierungsregel kann dabei von technischen und vertragsökonomischen Charakteristika der zu regulierenden Transaktionen abhängen. Sie kann ferner von den Kompetenzen des Regulierers, weiteren Restriktionen, zum Beispiel Budgetrestriktionen für das regulierte Unternehmen oder vorgegebenen Regulierungsbereichen abhängen. Diese Parameter, die die Wahl der optimalen Regulierungsregel einschränken, sind aber bei der Suche nach einer optimalen Regel zumeist exogen vorgegeben; insbesondere wird die Form der *Regulierungskompetenzen* des Regulierers, das heißt die ihm zugewiesenen diskretionären Entscheidungsspielräume, als gegeben angenommen. Unter *Regulierungsverfahren* wird ein Prozeß der Etablierung, Umsetzung und gegebenenfalls Revision einer oder mehrerer Regulierungsregeln verstanden. Unter einem *Regulierungsbereich* wird die Gruppe der

Die Frage, wie die Stufe des Stromtransports reguliert werden sollte, wird zunächst unter der Annahme untersucht, daß der Transportbereich entweder wirkungsvoll funktionell separabel ist oder aber strukturell von anderen Aktivitäten separiert worden ist (Kapitel II). Unter dieser Annahme können entweder die Sparten eines vertikal integrierten Unternehmens kostenrechnungsmäßig (funktionell)³ zuverlässig entflochten werden oder aber es liegt ein (oder mehrere) vertikal strukturell entflochtenes, eigenständiges Transportunternehmen vor. Der Regulierungsbereich ist damit exogen gegeben und auf die Transportstufe begrenzt.

Aufgabe dieses Kapitels ist die Ableitung der zentralen Anreiz-Trade-offs, die bei der Wahl von Regulierungsregeln beachtet werden sollten. Schwerpunkt der Untersuchung sind alternative Regulierungsregeln für die Stufe des Stromtransports,⁴ wobei allerdings die hierbei gewonnenen Erkenntnisse im Anschluß daraufhin überprüft werden, inwieweit sie auf den Fall der partiell oder vollständig integrierten Stromunternehmen übertragbar sind.

Ergänzend wird die Frage gestellt, ob unter den gewonnenen Erkenntnissen das institutionenökonomische Konzept des Regulierungsvertrags die Be-

Transaktionen verstanden, die reguliert werden sollen (Regulierungsobjekte). Ein möglicher Regulierungsbereich wäre auf den Verkauf eines exakt definierten homogenen oder heterogenen Produktes definiert, also beispielsweise auf die Preise, Mengen und Qualität des Endproduktes „transportierter Strom für den Endverbrauch“. Er kann auch auf alle Verkaufsaktivitäten eines vertikal integrierten Unternehmens definiert werden — oder auf bestimmte Transaktionsarten mehrerer Unternehmen, also beispielsweise alle Transportaktivitäten aller Transportunternehmen. Eine konkrete Regulierungsregel für einen Regulierungsbereich könnte beispielsweise das vollständige Verbot bestimmter Transaktionen einschließen: Betätigungsverbote untersagen Transaktionen und etablieren Markteintrittsbarrieren.

³ Der Begriff der *funktionellen* Entflechtung (functional unbundling) beinhaltet eine kostenrechnerische Zuweisung von Kosten und Erlösen eines integrierten Unternehmens zu fiktiven oder tatsächlichen Unternehmenssparten, wobei die Sparteneinteilung zumindest die technischen Stufen der Stromwirtschaft (Erzeugung, Übertragung, Verteilung) widerspiegeln müssen (vgl. Kumar 1996a: 49–52 zu einem konkreten Beispiel aus der U.S.-Strommarktregulierung). Entspricht diese Entflechtung einer tatsächlichen Spartenorganisation des Unternehmens, spricht man von einer *organisatorischen* Entflechtung. Die Entflechtung durch Ausgründung rechtlich selbständiger und nicht voll verbundener Unternehmen wird als *strukturelle*, eigentumsrechtliche Entflechtung bezeichnet.

⁴ Dies gilt bis auf eine Ausnahme im Abschnitt II.A, der der konzeptionellen Einordnung regulierungsökonomischer Fragestellungen in einen institutionenökonomischen Kontext dient und bei dem aus Vereinfachungsgründen das Beispiel eines kleinen Inselnetzes gewählt wird.

urteilung alternativer Regulierungsregeln auf eine fundiertere Basis stellt, als sie die herkömmliche Regulierungsökonomik bietet. Insbesondere wird untersucht, inwieweit die in Kumkar (1998b) dargelegten Erkenntnisse über die relativen Vorteile alternativer privatwirtschaftlicher Koordinierungsstrukturen auf den Fall öffentlicher Regulierung übertragen werden können und welche Modifikationen gegebenenfalls abzuleiten sind. Dabei wird insbesondere der Zusammenhang zwischen dem institutionellen Umfeld und den konkreten Regulierungsregeln als Teil der Koordinierungsstrukturen in der Stromwirtschaft zu beleuchten sein.

Unter der Kategorie der Regulierungsprobleme bei endogen zu bestimmenden Regulierungsbereichen wird schließlich in Kapitel III analysiert, welche Regulierungsregel optimal ist, wenn die Annahme der wirksamen funktionellen oder strukturellen Separation des Transportbereich nicht erfüllt ist. Zu klären ist in diesem Zusammenhang insbesondere, ob die Transportunternehmen Anreize zur Praxis eines vertikalen Ausschlusses unterliegen, wenn ihre Transportaktivitäten reguliert werden. In Kumkar (1998b) wurde dargelegt, daß die Theorie im unregulierten Fall keine eindeutigen und robusten diesbezüglichen Schlüsse erlaubt und insofern ein Laissez-faire bezüglich der vertikalen Integration nahegelegt werden kann. Die hier zu untersuchende Frage lautet, ob sich an dieser Aussage wesentliches ändert, wenn die Transportstufe einer Preisregulierung unterworfen werden soll.

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen werden im Anschluß zwei Fragen untersucht: Erstens die Frage, ob die wirksame Regulierung der Transportsparte eines vertikal integrierten Unternehmens eine gleichzeitige Regulierung aller anderen Aktivitäten dieses Unternehmens erfordert, was logisch eine Ausdehnung des Regulierungsbereichs über die Transportstufe hinaus implizieren würde, und zweitens die Frage, ob bei Vorliegen vertikal integrierter Unternehmen Mittel der Strukturregulierung eingesetzt werden sollten.⁵

⁵ *Strukturregulierung* wird hier derart definiert, daß direkt in die Marktstruktur eingegriffen wird, beispielsweise durch Betätigungsverbote oder Fusions- beziehungsweise Expansionsverbote. Als *Verhaltensregulierung* werden dagegen diejenigen Eingriffe in die privatrechtliche Autonomie der regulierten Unternehmen verstanden, die sich vor allem auf die preislichen und sonstigen Konditionen von Lieferverträgen auswirken, ohne die Transaktionen selber zu unterbinden.

Zu beachten ist, daß beide Fragestellungen das Wie der Regulierung betreffen.⁶ Allerdings wird die grundsätzliche Regulierungsnotwendigkeit nicht hinterfragt. Auch wird schwerpunktmäßig nicht danach gefragt, wer regulieren sollte, das heißt, ob die Regulierungskompetenz bei einer sektorspezifischen unabhängigen Regulierungsbehörde,⁷ einem allgemeinen Kartellamt, direkt der Regierung oder dem Gesetzgeber zugewiesen werden sollte.⁸ Einige Gesichtspunkte zur Beantwortung dieser Teilfragen, sowie der Frage, ob zweckmäßigerweise eine Ex-ante-Regulierung oder eine Ex-post-Regulierung Einsatz durchgeführt werden sollte, werden allerdings in Abschnitt II.B.2 untersucht.

⁶ Unter der zweiten Fragestellung, der Regulierungsprobleme bei endogen zu bestimmenden Regulierungsbereichen, wird zusätzlich gefragt, *was* im Einzelfall reguliert werden sollte, das heißt welche Sparten eines integrierten Unternehmens der Regulierung unterworfen werden sollten.

⁷ Als *unabhängig* seien im folgenden Regulierungsinstitutionen definiert, denen von der Legislative oder der Exekutive mehr oder weniger große diskretionäre Entscheidungsspielräume zur Auslegung übergeordneter Vertrags- oder Rechtskonstruktionen eingeräumt wurden.

⁸ Levy und Spiller (1994: 220) bezeichnen die letztgenannte Frage als „basic regulatory engineering“ im Gegensatz zum „detail regulatory engineering“, das vor allem die Wahl und Durchsetzung einer konkreten Regulierungsregel umfaßt. Die Wahl des Regulierungsbereichs kann im konkreten Fall unter einer oder beider der Kategorien von Levy und Spiller fallen. Von Bedeutung für die Beantwortung der Frage, wer regulieren sollte, wer also die Regulierungskompetenz besitzen sollte, sind vor allem die maßgeblich von den konkreten Umständen abhängende Beantwortung der Teilfragen, (i) wer sich transaktionskostengünstiger zu bestimmten Regulierungsregeln verpflichten kann, um Glaubwürdigkeitsprobleme gegenüber den regulierten Unternehmen (und eventuell auch gegenüber den Nachfragern) zu entschärfen, (ii) wer bessere Informationen und wer (iii) bessere Anreize zur Wahl optimaler Regulierungsregeln besitzt. Zum Begriff des unabhängigen Regulierers vgl. vorige Fn.

II. Preis- und Gewinnregulierung bei exogenem Regulierungsbereich

Die klassische Frage der Regulierungsökonomik lautet, wie ein natürliches Monopol im Einproduktfall reguliert werden soll, also nach welchen Kriterien sich insbesondere die Preisregulierung richten sollte. In diesem Kapitel wird dieser Fragestellung für den Stromsektor aus institutionenökonomischer Perspektive nachgegangen. Der Schwerpunkt wird dabei auf die Identifikation der zentralen Wohlfahrts-Trade-offs alternativer Regulierungsregeln vor allem unter Anreiz- und Unsicherheitsaspekten gelegt, und es wird auch die Frage diskutiert, ob es eine „ideale“ Regel gibt, bei der eindeutig und unabhängig von den Charakteristika des betreffenden Sektors die Kosten der Regulierung minimiert werden.

Zur Klärung dieser Fragen wird derart vorgegangen, daß zunächst in Abschnitt II.A als analytischer Ausgangspunkt das Konzept des Regulierungsvertrags eingeführt wird und dann auf die Eigenschaften alternativer Regeln für die Bestimmung optimaler *Preisniveaus* eingegangen wird. Die in Abschnitt II.B behandelte Problematik der optimalen Regulierung von Preisniveaus bezieht sich, vereinfacht ausgedrückt, auf die generelle Aufteilung des gesamten Überschusses eines Sektors auf Anbieter (Produzentenrente) und Nachfrager (Konsumentenrente). Die Preisniveauregulierungsregeln werden dahingehend untersucht, welchen Einfluß sie auf die „durchschnittliche“ Anreizintensität der regulierten Unternehmen haben, und welchen Einfluß die durch die Regulierung angestrebte Aufteilung des Gesamtüberschusses ausübt.

Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt bei der Diskussion der beiden Regulierungsregeln Renditeregulierung vs. Preisgrenzenregulierung, insbesondere der Identifikation der wesentlichen Vor- und Nachteile dieser beiden Regeln. Im Anschluß wird unter der Frage des sogenannten Regulierungsrisikos eingehend untersucht, ob auch bei öffentlicher Regulierung ein ökonomisches Problem der Glaubhaftigkeit von Zusicherungen besteht.

Die Problematik optimaler *Preisstrukturen* für den Stromtransport wird in Abschnitt II.C ausführlich behandelt, da sie angesichts der Koordinierungserfordernisse und wirtschaftlichen Interdependenzen zwischen Stromerzeugung und Stromtransport von überragender Bedeutung für die Effizienz des gesamten Stromsektors sein könnte. Die Preisstrukturen entscheiden, wie-

derum vereinfacht ausgedrückt, auch darüber, wie die gesamte Konsumentenrente auf einzelne Nachfrager beziehungsweise Nachfragerkategorien verteilt wird.

A. Ausgangspunkt: Das Konzept des Regulierungsvertrags

Institutionenökonomischer Ausgangspunkt bei der Analyse alternativer Regulierungsregeln ist die These, daß Regulierungstatbestände als unvollständige oder zumindest unvollkommene Verträge interpretiert werden können, bei denen die eine Vertragsseite (die Nachfrager) von der anderen Vertragsseite (dem regulierten Unternehmen) Produkte erwirbt beziehungsweise akquiriert. Dieser „Regulierungsvertrag“ begründet in der Regel eine unvollständige Vertragssituation, da zur wirtschaftlichen Produktion des betreffenden Gutes Investitionen unter Unsicherheit in beziehungsspezifische Vermögensgegenstände vorgenommen werden müssen. Die Relevanz der Berücksichtigung beziehungsspezifischer Investitionen kann angesichts der technischen Besonderheiten der Stromwirtschaft hinsichtlich Kapitalintensität, Kapitalbindungsdauer und Unsicherheiten für den Fall des Stromsektors zumindest für Teilbereiche als gegeben angesehen werden.⁹ Die sich aus der Regulierungsvertragssituation und der damit verbundenen Koordinierungsstruktur ergebenden Gefahren und Probleme beziehen sich zum einen auf die Regulierungsvertragsformulierung und zum anderen auf die Enteignung bestreitbarer Quasirenten, das heißt der Durchsetzung des Regulierungsvertrags.

Diese Gefahren und Probleme sind konzeptionell vergleichbar mit den Gefahren des „privatwirtschaftlichen Ex-ante- und Ex-post-Opportunismus“, auf den an anderer Stelle ausführlich eingegangen wurde (Kumkar 1998b). Zahlreiche privatwirtschaftliche institutionenökonomische Trade-offs sind konzeptionell mehr oder weniger direkt auf den Fall der öffentlichen Regulierung übertragbar, was im folgenden anhand der kurzen Untersuchung ei-

⁹ Vgl. ausführlich Kumkar (1998b: Kapitel II). Sowohl auf der Nachfrageseite (Beispiel Nachtspeicherheizungen) als auch auf der Angebotsseite (Kraftwerke und Transportanlagen) müssen Investitionen in spezifische Vermögensgegenstände getätigt werden. Selbst wenn die Erzeugungsanlagen keinen hohen Grad an Beziehungsspezifität aufweisen, ist die Beziehungsspezifität auf der Anbieterseite aufgrund der notwendigen Existenz von Transportanlagen hoch.

nes kleinen Inselnetzes gezeigt werden soll. Dazu sei angenommen, daß ein vertikal integriertes Unternehmen die effiziente Lösung zur Strombelieferung der Nachfrager ist:

Die *Stromnachfrager* unterliegen in diesem Fall Anreizen, mit einem potentiellen Stromanbieter nicht individuell, sondern als Kollektiv einen langfristigen Vertrag zu schließen, der ex ante die Ex-post-Preise (nach erfolgter Investition) festschreibt. Diese Anreize resultieren aus drei Wirtschaftlichkeitsüberlegungen: Erstens sind bilaterale Vertragsverhandlungen unter Umständen mit einer hohen Summe an Koordinationstransaktionskosten verbunden. Dies spricht für eine kollektive Vertretung der zahlreichen Nachfrager durch einen Regulierer.¹⁰ Zweitens entstehen bei laufend und wiederholt verhandelten Strompreisen zusätzliche Koordinationskosten für die reine Preisfestsetzung. Dies spricht für eine längerfristige und vollständige Festlegung der Vertragskonditionen (auch wenn von Unsicherheitsaspekten abgesehen wird). Drittens wissen die Nachfrager, daß die Gefahr eines Raubüberfalls durch den Anbieter nach Tätigen ihrer eigenen spezifischen nachfrageseitigen Investitionen besteht. Dies spricht ebenfalls für einen langfristigen Vertrag.

Aber auch für den potentiellen *Stromanbieter*, der die beziehungsspezifische Investition in Erzeugung und Netz tätigen muß, können Anreize zum Abschluß eines solchen Vertrags vorliegen. Auch er unterliegt der Ex-post-

¹⁰ Diese Interpretation des Regulierers als Agent der Nachfrager wird hier gewählt, um die Diskussion zu vereinfachen. Gerechtfertigt werden kann die Annahme des Regulierers als öffentlich-rechtliche Instanz, die als Agent der Nachfrager auftritt, unter anderem durch Olsons Argument, daß auf der Nachfrageseite angesichts der großen Zahl der Nachfrager häufig ein potientiellcs Trittbrettfahrerproblem vorliegt, welches eine „Pflichtvertretung“ durch eine öffentlich-rechtliche Instanz nahelegt (Olson 1965). Dieses Trittbrettfahrerproblem ist institutionenökonomisch als Problem des Entstehens von Motivationstransaktionskosten zu interpretieren und wurde oben bereits für den Fall rein privatwirtschaftlicher hybrider Koordinierung als mögliche Begründung einer effizienten Etablierung von Marktzutrittsbarrieren eingeführt. Der institutionenökonomische Ansatz erlaubt allerdings grundsätzlich auch die Interpretation des Regulierers als Agent der Anbieter (eine Interpretation, die etwa von der Capture-Theorie nahegelegt wird). Die in diesem Abschnitt geführte Analyse unterstellt, daß Regulierungsbedarf für die Vertragsbeziehung tatsächlich besteht, also die bestreitbaren Quasirenten hinreichend hoch sind, um eine laufende Regulierung der Vertragsbeziehungen zu rechtfertigen. Der Frage, ob die derzeitigen politisch bestimmten Regulierungen diesem Kriterium Genüge leisten, wird im weiteren Verlauf der Arbeit nachgegangen.

Gefahr des Raubüberfalls durch die Stromnachfrager.¹¹ Beide Ex-post-Gefahren der Enteignung der Quasirenten sind — jede für sich allein — hinreichender Grund dafür, daß eine allein kurzfristige Preisfestsetzung, das heißt der reine (Spot-)Markt, nicht die wirtschaftliche Koordinierungsstruktur sein wird.

Unter diesen Bedingungen sieht ein mögliches Gleichgewicht wie folgt aus: Ein Regulierer als Mittler zwischen Nachfragern und Anbietern¹² wird nach einem Ausschreibungswettbewerb einen langfristigen und vollständigen Liefervertrag mit dem günstigsten potentiellen Anbieter schließen.¹³ Dieser Vertrag wird den Nachfragern vermutlich das Recht auf den Bezug von Strom zu ex ante vereinbarten Konditionen einräumen. Der Vertrag wird auf der anderen Seite dem Anbieter insbesondere das ausschließliche Belieferungsrecht an die betreffenden Nachfrager einräumen; durch den betreffen-

¹¹ Die Nachfrager unterliegen Anreizen, nach Tätigen der Investitionen die Preise zu drücken. Der Anbieter wird im Grenzfall bereit sein, seine Preisforderungen bis auf die Grenzkosten der Strombereitstellung zu senken, wenn seine Anlagen vollständig auf die Versorgung der bisherigen Kunden zugeschnitten sind (Beispiele liefern — über das Inselnetz hinaus — insbesondere schlecht ausgebaute physische Koppelung mit anderen Systemen oder mangelnde Durchleitungsrechte zu Kunden außerhalb des bisherigen Versorgungsgebiets.

¹² Hierbei kann es sich im Grundsatz auch um einen privaten Notar oder einen Clubvertreter der Nachfrager handeln. Allerdings sprechen unter Umständen Transaktionskostengründe dafür, daß es sich um eine öffentlich-rechtliche Institution handelt, da diese bei der Auslegung eines unvollständigen Regulierungsvertrags zu geringeren Kosten glaubwürdige Verpflichtungen gegenüber beispielsweise gegenüber dem regulierten Unternehmen abgeben kann: Wenn dem Unternehmen im Regulierungsvertrag eine „angemessene“ Rendite zugesagt wird, die das wirtschaftliche Überleben sichert, dann kann dies ein wirksames Mittel zur Begrenzung des Opportunitätsspielraums der Nachfrager sein. Ein privater Anwalt wird sich unter Umständen leichter von den Nachfragern bestechen lassen und die Quasirenten des Unternehmens abschöpfen und den Nachfragern via niedrigere Preise zukommen lassen. Die öffentliche Hand wird unter Umständen eher auf ihre Reputation achten müssen, da sie auch an anderen Stellen als Regulator agiert. Ergo kann sie unter Umständen als glaubwürdiges Instrument der Selbstbindung der Nachfrager agieren. Daß dies empirisch nicht immer so sein muß, wird weiter unten (Abschnitt II.B.2) unter dem Stichwort „Regulierungsrisiko“ diskutiert.

¹³ Die Vertragslaufzeit wird sich an der Lebensdauer der Anlagen orientieren. Tatsächlich finden sich als historische Beispiele für Ausschreibungswettbewerb für den Fall der Vereinigten Staaten Vertragslaufzeiten zwischen 20 und 30 Jahren, im Einzelfall 50 Jahre (Priest 1993). Der deutsche Gesetzgeber hielt es im Jahr 1980 für angebracht, die Dauer von Konzessionsverträgen auf 20 Jahre zu begrenzen (Kumkar und Neu 1997: 35).

den Vertrag wird faktisch oder rechtlich ein geschlossenes Versorgungsgebiet etabliert. Dieses liegt im gewählten Beispiel im Interesse der Nachfrager: Die Elemente des Regulierungsvertrags dienen zusammengenommen dem Schutz der spezifischen Investitionen sowohl des Anbieters als auch der Nachfrager.¹⁴ Nur unter diesen Bedingungen ist ein potentieller Anbieter bereit, die spezifischen Investitionen zu tätigen.

Das Beispiel bildet den Extremfall: Im allgemeinen ist nicht unbedingt davon auszugehen, daß die betreffenden Investitionen verhindert, also nicht getätigt werden. Allerdings werden sie ohne Absicherung durch einen langfristigen Vertrag suboptimal sein, was den Umfang und/oder die Art der Investition angeht: Zum Beispiel könnte der Anbieter eine Anlage installieren, deren Investitionspezifität geringer ist als die der unter Produktionskostengesichtspunkten optimalen Anlage.

Dieses Gleichgewicht gibt die Idee von Harold Demsetz (1968) für den Franchisewettbewerb (*franchise competition*) wieder:¹⁵ Wettbewerb *ex ante* kann genutzt werden, um *ex post* effiziente Ergebnisse zu erreichen, wenn die gegebene Technologie Wettbewerb *ex post* nicht erlaubt. Wettbewerb *um* den Markt ist möglich und angebracht, wenn Wettbewerb *im* Markt aufgrund technischer (oder anderer) Bedingungen nicht möglich oder sinnvoll ist.

Dieses Ergebnis von Demsetz ist zwar mit dem institutionenökonomischen Ansatz vereinbar, aber regelmäßig irrelevant (vgl. insbesondere Williamson 1976). Aus institutionenökonomischer Perspektive betrachtet ist nämlich das Demsetz-Ergebnis lediglich eine Anwendung des Coase-Theorems: Ein effizientes Ergebnis kann durch freiwillige vollständige Verträge zwischen Nachfragern und Anbietern (eventuell mittels eines Regulierers) erreicht werden, wenn keine Transaktionskosten anfallen würden.

Unter konsequenter Berücksichtigung positiver Transaktionskosten treten allerdings exakt dieselben wirtschaftlichen Probleme auf, die aus der Analyse rein privatwirtschaftlicher Verträge bekannt sind (Kumkar 1998b: Kapitel IV).¹⁶ Nehmen wir in Abänderung obigen Beispiels an, ein vollkommener

¹⁴ Vgl. Fn. 8.

¹⁵ Unbekannt war die Idee vor Demsetz' Artikel in der Literatur allerdings nicht. Bereits Edwin Chadwick diskutierte das Konzept des „*competition for the field*“ als technologisch vorgegebenes Substitut für „*competition within the field*“ (Chadwick 1859).

¹⁶ Auf diese konzeptionelle Äquivalenz zwischen privatwirtschaftlichen Verträgen und öffentlicher Regulierung wiesen bereits Goldberg (1976) und Williamson (1976) in

Regulierungsvertrag sei nicht zu schließen.¹⁷ Dann bietet es sich für die Akteure grundsätzlich an, (i) einen vollständigen, aber unvollkommenen Vertrag zu schließen, (ii) die Produktion des Gutes mit der Nachfrage vertikal zu integrieren oder aber (iii) einen unvollständigen Vertrag zu schließen.

Die erste Alternative stellt darauf ab, daß die Ineffizienzen eines unvollkommenen Vertrags, beispielsweise die Inflexibilitäten eines langfristigen Festpreisvertrags, in Kauf genommen werden. Dies kann in vielen Fällen durchaus sinnvoll sein, wenn die Anlagenlebensdauer und die Unsicherheit nicht „zu hoch“ sind. Denkbar ist unter anderem die Aufnahme von Preisanpassungsklauseln für den Fall steigender oder sinkender Primärenergiepreise (zum Beispiel Williamson 1976: 82). Für den Stromsektor kommt ein derartiger Regulierungsvertrag als einzige und alleinstehende institutionelle Ausgestaltung der wirtschaftlichen Beziehungen zwischen Nachfragern und Anbietern angesichts der technischen Bedingungen der Stromwirtschaft in der Regel aus Effizienzgründen nicht in Frage.¹⁸ Aufgrund der Vertragsprobleme schaffen somit auch die in der Literatur vorgelegten Varianten des Demsetz-Vorschlags¹⁹ das Problem der spezifischen Investitionen und der

ihren frühen institutionenökonomischen Untersuchungen hin, zunächst ohne nennenswerten Widerhall in der Literatur. Als wichtige und einzige Ausnahme ist das Standardwerk zur Regulierung der Stromwirtschaft von Joskow und Schmalensee (1983) zu erwähnen.

¹⁷ Diese Annahme ist für den Stromsektor problemlos und kann insbesondere auf die hohe Kapitalbindungsdauer in Verbindung mit Unsicherheiten über zukünftige Nachfrage- und Angebotsentwicklungen begründet werden.

¹⁸ Allerdings kann dies bei fehlenden Selbstbindungsmöglichkeiten der Akteure die einzig praktikable Möglichkeit sein (vgl. Abschnitt II.B.2).

¹⁹ Vgl. aus der diesbezüglich unüberschaubaren Literatur für eine historisch-empirische und kritische Übersicht über die Grenzen des Franchisewettbewerbs Schmalensee (1979: vor allem Kapitel 5) oder Spulber (1989: Kapitel 9); auch Posner (1972). Für einen aktuellen Überblick über die Ökonomik von Franchisekontrakten vgl. Dnes (1996). Beispielsweise wird der Vorschlag gemacht (vgl. Bolle und Hoven 1989), daß kürzerfristige (Franchise-)Verträge geschlossen werden und damit die Nachfrage- und Angebotsunsicherheit ex ante gesenkt wird. Dann entsteht allerdings zwangsläufig das Problem des Nachverhandelns des (impliziten oder expliziten) unvollständigen Vertrags, in den der kürzerfristige vollständige Vertrag eingebettet ist. Dadurch entsteht notwendigerweise das Problem, daß mit einer wiederholten Franchiseauktion mindestens zwei Parameter festgelegt werden müssen: Preis des Produktes und (Übergabe-)Preis der Altanlagen. Dies erhöht die Komplexität des Franchisewettbewerbs gegenüber dem von Demsetz genannten Fall erheblich.

positiven Transaktionskosten nicht wirklich „aus der Welt“,²⁰ sondern stellen nur verschiedene Ansätze zur Linderung des Problems des Ex-post-Opportunismus dar.²¹

Die zweite Alternative einer Verstaatlichung oder der Gründung lokaler Stromversorgungs Kooperativen kann gedanklich mit einer privatwirtschaftlichen vertikalen Integration verglichen werden; auf sie soll im folgenden nicht weiter eingegangen werden.²² Die dritte Alternative ist im Stromsektor tendenziell wirtschaftlicher als der Abschluß eines vollständigen Vertrags und bildet das konzeptionelle Äquivalent zum privatwirtschaftlichen unvollständigen Vertrag. Beide letztgenannten Formen der Koordinierungsstrukturen lagen und liegen in der Stromwirtschaft zahlreicher Länder — auch Deutschlands — isoliert oder kombiniert vor.²³

²⁰ Das Demsetz-Ergebnis bildet gleichsam die Randlösung für den Fall der fehlenden Unsicherheit, wenn vollständige Verträge geschlossen werden könnten.

²¹ In der Tat wird für den Fall der Vereinigten Staaten argumentiert, daß die offenkundigen Probleme mit frühen Formen der Regulierung durch den lokalen Franchise(Konzessions-)geber zur Regulierung durch übergeordnete Kommissionen beziehungsweise Behörden ohne expliziten und möglichst vollständigen Regulierungsvertrag führten (Crocker und Masten 1996: 16), das heißt, daß vollständige Vertragsformen sukzessive durch unvollständige Verträge ersetzt worden sind. In Deutschland wurde in ähnlicher Weise die anfängliche Regulierung durch lokale Konzessionsverträge (das heißt durch im Grundsatz vollständige Verträge) sukzessive durch direkte staatliche Regulierung (das heißt durch im Grundsatz unvollständige Verträge) ergänzt. Das Energiewirtschaftsgesetz von 1936 und das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen sanktionierten den damaligen Status quo dann auf Reichs- beziehungsweise Bundesebene (Kumkar und Neu 1997: 32, 34). Sowohl in den Vereinigten Staaten als auch in Deutschland wurden, allerdings in höchst unterschiedlichem Maße, zusätzlich die extreme Form der vertikalen Integration, das heißt die Übernahme bestehender oder neu gegründeter Elektrizitätsunternehmen durch den Staat betrieben. In Deutschland waren in 1994, das heißt vor Beginn der derzeitigen Privatisierungswelle, 62,9 vH der Unternehmen der öffentlichen Stromversorgung im Besitz der öffentlichen Hand, weitere 21,5 vH waren gemischtwirtschaftlich organisiert, nur 15,6 vH waren als rein private Unternehmen organisiert (Kumkar und Neu 1997: Kapitel B.IV.5).

²² Vgl. zu einer institutionenökonomischen Analyse der Gründe für eine Verstaatlichung von Sektoren mit einem hohen Anteil an beziehungspezifischen Investitionen und den Konsequenzen, die hieraus für Fragen der Re-Privatisierung gezogen werden können, Spiller (1993).

²³ Es sei darauf hingewiesen, daß die diskutierte Äquivalenz zwischen Regulierung und unvollständigen Verträgen sowie Verstaatlichung und vertikaler Integration in der Literatur begrifflich auch abweichend gefaßt wird. Crocker und Masten (1996) verstehen in einer der wenigen Arbeiten zu diesem Themenkomplex unter öffentlicher Regulierung

Aus der Analyse des Demsetz-Vorschlags zur Regulierung marktmächtiger Unternehmen folgt, daß auch die spezielle Koordinierungsstruktur Franchisewettbewerb den von der Institutionenökonomik identifizierten wirtschaftlichen Trade-offs unterliegt. Zahlreiche Probleme können zwar durch Ex-ante-Wettbewerb wirtschaftlich, das heißt unter Berücksichtigung der Transaktionskosten, gelöst werden. Dies gilt vor allem dann, wenn der Grad der Investitionsspezifität niedrig ist. In vielen Fällen wird aber der Franchisevertrag durch direkte Regulierung, das heißt durch eine hybride Koordinierungsstruktur, also durch die obige Alternative (iii) (vgl. S. 10) zumindest ergänzt werden müssen (ähnlich Williamson 1976).

Das Konzept der Regulierungsverträge weist eine enge Verwandtschaft zu den oben skizzierten trilateralen hybriden Koordinierungsstrukturen auf: Seit der Arbeit von Goldberg (1976) wird in diesen Fällen auch von „administrierten Verträgen“ gesprochen, da zur Durchführung, Auslegung und Fortschreibung des Vertrags eine spezielle Institution geschaffen wird: Die Institution des Regulierers, dessen Rolle auch als spezielles Gericht für die Auslegung und Fortschreibung der durch den (impliziten oder expliziten) Vertrag geschaffenen Regeln interpretiert werden kann, und dessen Etablierung den Opportunitätsspielraum der Stromnachfrager und -anbieter wirksam eingrenzen kann.^{24:25}

das Äquivalent zu vertikaler Integration und unter Franchise Bidding das Äquivalent zu langfristigen privatwirtschaftlichen Verträgen. Diese letztgenannte Kategorisierung ist allerdings meines Erachtens sowohl analytisch als auch inhaltlich wenig trennscharf.

²⁴ Bei der letzteren Interpretation wird der Bezug zur Begründung privatwirtschaftlicher unvollständiger Verträge im Rahmen der Institutionenökonomik deutlich: Es sei daran erinnert, daß die Institutionenökonomik besonderes Augenmerk auf den Charakter der Selbstdurchsetzung von Verträgen legt. Wenn also bestimmte Vertragsziele nicht über das allgemeine Rechtssystem, das heißt via allgemeiner Gerichte, durchgesetzt werden können, so bietet sich die Gründung spezieller Institutionen an. Erwähnenswert ist die Untersuchung von Bernstein (1992) über den New Yorker Diamantenhandel, die die Gründung spezieller Schiedsverfahren als effiziente Lösung des Problems der Beurteilung der Leistungserbringung durch Dritte thematisiert. Ein öffentlicher Regulierer stellt einen hiermit vergleichbaren Fall dar, auch wenn oftmals der Regulierungsvertrag eher impliziter als expliziter Natur ist und die öffentlichen Regulatoren in der Regel anderen Anreizmechanismen unterliegen als die privaten Schiedsgerichte im Beispiel der Diamantenindustrie.

²⁵ Dies ist im übrigen auch eine der institutionenökonomischen Grundlagen für die Analyse anderer unabhängiger beziehungsweise partiell unabhängiger Akteure (vgl. zur Definition Fn. 7) innerhalb des öffentlichen Sektors. Der Spielraum und die Anreizstrukturen der Bundesbank als Regulator der Geldmenge sind gänzlich anders ausgestaltet als

Auch in einem solchen System des unvollständigen Regulierungsvertrags kann (wie im originalen Demsetz-Fall) die Etablierung partiell oder vollständig geschlossener Stromversorgungsgebiete unter bestimmten Umständen eine effiziente Lösung darstellen: Hier ist der Trade-off zwischen Flexibilität auf der einen Seite und Sicherung der Quasirenten auf der anderen Seite von zentraler Bedeutung. Bei der Vertragsformulierung muß eine Entscheidung über das Ausmaß der Absicherung der Quasirenten beider Marktseiten getroffen werden. Die optimale Höhe der Protektion und damit die ex ante vereinbarte Einschränkung des ex post Entscheidungsspielraums für privatwirtschaftliche Vereinbarungen ergibt sich nach diesem Trade-off aus Sicht der Nachfrager — vereinfacht ausgedrückt — dann, wenn die erwarteten Grenzerträge aus der erhöhten Laufzeit des Vertrags und der höheren Marktzutrittsbarrieren und der damit erlaubten Senkung der Preise gerade gleich den erwarteten Grenzkosten der geringeren Flexibilität (zur Beendigung der Vertrags) sind.²⁶ Hierauf kommen wir unten unter dem Aspekt der Glaubwürdigkeit des Regulierers noch einmal zurück.

Deutlich wird damit, daß auch unter Berücksichtigung unvollständiger Regulierungsverträge das Erreichen des langfristig optimalen Ergebnisses nicht die Errichtung von „Marktzutrittsbarrieren“ zum Inhalt haben *muß*, allerdings haben *kann* (vgl. Goldberg 1976: 433): Wenn beispielsweise hohe Ineffizienzen aufgrund einer langen Vertragslaufzeit zu befürchten sind,²⁷

die des Finanzministers. Ähnliches gilt für die institutionenökonomische Begründung der unter Umständen vorteilhaften Etablierung einer unabhängigen Regulierungsbehörde oder eines unabhängigen Kartellamtes. Vgl. zu einer vertragstheoretischen Analyse politischer Institutionen unter einer ähnlichen Fragestellung Dewatripont und Tirole (1996), die unter dem Aspekt der Unsicherheit und Informationsasymmetrien die Etablierung einer oder zweier Institutionen für die Entscheidungsfindung über die Verwendung öffentlicher Mittel als wirtschaftliche Alternative analysieren. Vgl. auch Spiller (1996: 441 ff.).

²⁶ Dies gilt unter Vernachlässigung von Aspekten der Risikoaversion und der spezifischen Investition auf Nachfragerseite.

²⁷ Beispielsweise, wenn mit der Einführung einer neuen Technologie gerechnet werden kann, deren Vorteile den langfristig gebundenen Nachfragern aufgrund des Wettbewerbsschutzes des etablierten und kontrahierten Anbieters nicht zufließen, wie dies zum Beispiel im Telekommunikationssektor vermutet werden kann (anfänglich langsame Einführung des Mobilfunks wegen Monopolschutz des dominanten Anbieters Deutsche Bundespost). Eine Analogie zur traditionellen Ökonomik des Patentschutzes (vgl. zu einem Überblick Scherer 1980: Kapitel 16) bietet sich an: Auch in dieser Literatur wird der Trade-off zwischen statischer und dynamischer Effizienz betont und, vereinfacht ausgedrückt, das Erreichen des längerfristigen Optimums via Einschränkung der kurzfristigen Effizienz erreicht.

sollte die Laufzeit eher kurz bis hin zum reinen Marktkauf angelegt sein, auch wenn dies kurzfristig höhere Preise aufgrund des schlechteren Schutzes der Quasirenten des Anbieters bedingt. Aus institutionenökonomischer Perspektive ist öffentliche Regulierung eine unter Umständen effiziente Lösung für die einigen Sektoren innewohnenden privatwirtschaftlichen Vertragsprobleme (vgl. auch Spulber 1989: 26), da sie eine Möglichkeit zur wirtschaftlichen Berücksichtigung der mit unvollständigen Verträgen verbundenen Transaktionskosten darstellen können. Öffentliche Regulierung *kann* somit eine kostengünstigere Basis für die privatwirtschaftlichen Austauschbeziehungen als das allgemeine Vertragsrecht bereitstellen, *muß* es aber nicht.

B. Preisniveauregulierung

1. Die Kontroverse um Rendite vs. Preisgrenzenregulierung

Seit geraumer Zeit findet in der Regulierungsökonomik eine intensive Diskussion um die relativen Vor- und Nachteile alternativer Regulierungsregeln statt. In der theoretischen Literatur hat sich diese Frage unter dem Stichwort der Anreizregulierung (incentive regulation) zumindest für Aspekte der Verhaltensregulierung einen festen Platz gesichert.²⁸ Die folgenden Ausführungen beschränken sich zunächst auf das Aufzeigen der wesentlichen anreizo-

²⁸ Kennzeichen der formalen Ansätze der neueren Regulierungsökonomik ist die Vernachlässigung von Glaubwürdigkeitsproblemen des Regulierers (vgl. Laffont und Tirole 1993: 61). Im allgemeinen werden Principal-Agent-Probleme spieltheoretisch modelliert, bei denen der Regulierer mit dem Regulierten einen vollständigen Vertrag schreiben und durchsetzen kann (vgl. Laffont und Tirole 1993; Spulber 1989; Viscusi et al. 1995). Einen selektiven Überblick gibt Laffont (1994). Diese Ansätze sind für die hier interessierenden Fragestellungen nur von sehr begrenzten Erkenntniswert, da — wie unten ausführlicher diskutiert — Glaubwürdigkeitsprobleme auch des Regulierers analysiert werden müssen. Aus dem selben methodologischen Grund ist es wenig überraschend, daß Fragen der optimalen Strukturregulierung unter Anreizgesichtspunkten in der formalen Literatur bislang überhaupt nicht diskutiert werden, da diese Fragen sich innerhalb des Konzepts des vollständigen Vertrags nicht analysieren lassen (es sieht keinen Raum für diskretionäre Entscheidungsspielräume der Akteure vor). Krepes (1996: 562) stellt fest, daß die formale Spieltheorie (als Methode) derzeit noch mehr von der neuen Institutionenökonomik zu lernen hat, als sie umgekehrt zu dieser beisteuern kann.

rientierten Trade-offs bei zwei der wichtigsten in der Realität angewandten Regulierungsregeln

Die Preisregulierungsformel bei der herkömmlichen *Renditeregulierung* (rate of return regulation) lautet:

$$P_t = (VC_t + RoR \times RB_t) / Q_t,$$

mit VC als über die Verkaufsmenge Q definierte Summe der laufenden Produktionskosten, RoR als erlaubte Rendite (rate of return) und RB als vom Regulierer anerkannte Kapitalbasis der Renditeregulierung (rate base); t bezeichnet den Zeitindex und bei der Renditeregulierung die sogenannte Regulierungsperiode, für die die Preise kalkuliert werden.

Ein Kennzeichen der Formel ist, daß sie sich im Prinzip auf die gesamten Kosten bezieht. Die laufenden Kosten als Näherung an die variablen Kosten können grundsätzlich als Ex-post-Werte (beispielsweise als Werte der vergangenen Regulierungsperiode) oder als prognostizierte Werte bestimmt werden.²⁹ Von zentraler Bedeutung ist die Ermittlung der Kapitalkosten $RoR \times RB$: Bei den U.S.-Regulierungsverfahren ist zum Beispiel die Ermittlung der historischen, abgeschriebenen Buchwerte und die Ermittlung der nominalen Kapitalkosten gebräuchlich, die sowohl Eigen- als auch Fremdkapitalkosten umfassen (auf Modifikationen wird weiter unten eingegangen).

Die *Preisgrenzenregulierung* als zweite Regulierungsregel sieht die Definition einer Preisgrenze für ein Gut vor, die nicht nach oben überschritten werden darf.³⁰ Die Preisregulierungsformel gestaltet sich als

²⁹ In einigen empirischen Fällen wurden sogar die Ex-post-Werte der jeweiligen Regulierungsperiode berücksichtigt, beispielsweise über nachträgliche Rückzahlung von geleisteten Zahlungen der Kunden. Dies ist empirisch allerdings nicht nur im Fall der Gewinnregulierung, sondern bemerkenswerterweise auch bei der Preisgrenzenregulierung zu beobachten, etwa bei den Fällen von Rückerstattungen im englisch/walisischen Fall.

³⁰ Vgl. zum folgenden Vogelsang (1989) oder Liston (1993). Vgl. auch die im *Rand Journal of Economics* (1989, Vol. 20 (3)) wiedergegebenen Beiträge zu einem Symposium über die Preisgrenzenregulierung. Die oben gewählte Formulierung der Preisgrenzenregulierung ist nur eine der in der Literatur diskutierten Ausgestaltungen. Vgl. Schmalensee (1989), Laffont und Tirole (1990) und Acton und Vogelsang (1989). Um die Darstellung zu vereinfachen, werden die hier angestellten Betrachtungen auf den Einproduktfall konzentriert. In der Realität wird die Preisgrenze (beispielsweise in der britischen Stromwirtschaft) für einen Güterkorb definiert, wobei entweder alle Güterpreise einzeln nicht über den fixierten Wert steigen dürfen oder ein gewichteter Preisindex einen festge-

$$P_t = (RPI_{t-1} - X)P_{t-1} + Y,$$

wobei P_t der erlaubte Preis in Periode t , RPI der Einzelhandelspreisindex der Vorperiode³¹, X ein vom Regulierer unterstellter exogener Produktivitätsanstieg (in vH) beim regulierten Unternehmen und Y ein erlaubter Überwälzungsparameter ist. Y mag etwa auf den als exogenen postulierten tatsächlichen Anstieg der Primärenergiepreise konditioniert sein. P_{t-1} als Preis der Vorperiode sei im folgenden als Startwert bezeichnet, wenn $t = 1$. Die Regulierungsperiode umfaßt bei der Preisgrenzenregulierung — anders als bei der Renditeregulierung — mehrere Zeitperioden $1, \dots, t, \dots, T$.

Wo liegen die Unterschiede beider Regulierungsregeln? Zunächst einmal darin, daß bei der Preisgrenzenregel die Kosten der Produktion nicht explizit berücksichtigt werden und allein die exogen erwartete Kostenentwicklung in die Preisberechnung Einzug findet (approximiert durch die Inflationsrate, den Produktivitätsfaktor und den Überwälzungsfaktor). Bei der Renditeregulierung hingegen gehen die beobachtbaren Kosten direkt in die Preisberechnung ein, ergänzt um die explizite Berücksichtigung eines Gewinnaufschlags.

Die Berücksichtigung aller, auch der vom Unternehmen beeinflussbaren Kosten bei der Gewinnregulierung setzte die Renditeregulierungsregel in der Literatur umfangreicher Kritiken aus:³²

1. Das regulierte Unternehmen strebt unter bestimmten Bedingungen ein ineffizientes Faktoreinsatzverhältnis, konkret eine Überkapitalisierung, an (Averch-Johnson-Effekt).³³

legten Wert nicht überschreiten darf. Vgl. zum Beispiel Beesley und Littlechild (1989) oder Littlechild (1994).

³¹ Dies ist eine mögliche Ausgestaltung. Denkbar ist zum Beispiel auch die Vorgabe eines prognostizierten Wertes für die Inflation im nächsten Jahr. Möglich ist auch die Anlegung an einen anderen Preisindex. Hier wiedergegeben ist die vorherrschende Form bei der britischen Preisgrenzenregulierung.

³² Viele der genannten Probleme finden sich bereits im Klassiker von Kahn aus dem Jahr 1970 beziehungsweise 1971 (Kahn 1988), der als Überblick über grundsätzliche administrative Probleme der Renditeregulierung nach wie vor empfehlenswert ist (vgl. auch Phillips 1993 vor allem für institutionell-administrative Informationen über die Regulierungsverfahren in den Vereinigten Staaten). Vgl. zu den Problemen der Renditeregulierung in der Stromwirtschaft Joskow und Schmalensee (1986).

³³ Auch wenn das ursprüngliche Modell von Averch und Johnson (1962) mittlerweile zunehmend als theoretisch unbefriedigend, weil auf restriktiven und unplausiblen Annahmen basierend, beurteilt wird (vgl. die Kritik von Laffont und Tirole 1993: 33 f.),

2. Die Renditeregulierung weist eine nur geringe Anreizintensität auf, da im Prinzip sowohl die variablen als auch die Fixkosten vollständig in die regulierten Preise überwältigt werden können.
3. Die direkten Kosten der Regulierung können beträchtlich sein. Hierunter sind im institutionenökonomischen Kontext die Kosten der Vertragsfortschreibung sowie der Vertragsdurchsetzung und -überwachung zu verstehen.³⁴
4. Es besteht die Gefahr, daß der Regulierer nicht im Gemeinwohlinteresse agiert, sondern sich von einzelnen Interessengruppen vereinnahmen läßt (capturing) und somit das eigentliche Ziel der Regulierung verfehlt wird.³⁵

Es existiert eine umfangreiche, wenn auch nicht notwendig als einheitlich zu bezeichnende, empirische Evidenz für die Relevanz der erkannten „Defekte“ der traditionellen Renditeregulierung. Auch für den Fall der deutschen Stromwirtschaft zeigen sich Indizien für die Relevanz einzelner Kritikpunkte (vgl. Kumkar und Neu 1997: 134–144).

Das Konzept der Preisgrenzenregulierung wurde ursprünglich als Ansatz zur Heilung der erkannten Ineffizienzen der Renditeregulierung vorgestellt.

kommen darauf basierende Modelle unter anderen Annahmen zu ähnlichen Ergebnissen (vgl. Bailey und Coleman 1962 sowie den Überblick bei Spulber 1989: 287–293 oder Carlton und Perloff 1990: Kapitel 23).

³⁴ Diese entstehen bei der Ermittlung, Verarbeitung der relevanten Informationen, Erarbeitung der Regulierungsentscheidungen, öffentlichen Anhörungen sowie im Einzelfall bei der gerichtlichen Überprüfung, und zwar auf Seiten des Regulierers und des Regulierten. Angesichts des Umfangs der öffentlichen und teilöffentlichen Beteiligung an Regulierungsverfahren sind schließlich auch die Kosten von Dritten zu berücksichtigen.

³⁵ In der Literatur werden sowohl Fälle analysiert, in denen der Regulierer allein das Interesse des Regulierten vertritt, als auch Fälle, in denen allein die Interessen der Nachfrager an kurzfristig niedrigen Preisen berücksichtigt werden. Erstere Position wird seit langer Zeit von der Chicagoer Law-and-Economics-Schule vertreten. Nach dem Motto „Regulate us, please!“ (Michaelis 1994) wird die Tatsache der Regulierung vor allem auf den Wunsch der Unternehmen nach staatlicher Unterstützung der Kartellbildung und der Errichtung von rechtlichen Marktzutrittsbarrieren zurückgeführt. Ohne die Diskussion an dieser Stelle vertiefen zu): Angesichts der massiven Opposition der deutschen Versorgungsunternehmen gegen die anstehende Strommarktreform kann der Vereinnahmungstheorie für den Fall der deutschen Stromwirtschaft zumindest anekdotische Evidenz zuerkannt werden.

Bezogen auf die eben genannten Kritikpunkte versprach das Konzept folgende Verbesserungen:³⁶

1. Die Bedingungen für das Vorliegen eines Averch-Johnson-Effekts wären im Fall der Preisgrenzenregulierung nicht erfüllt, da weder variable noch fixe Produktionskosten bei der Festlegung der Preisgrenze berücksichtigt werden.
2. Durch die festgelegte Preisgrenze besäße das Unternehmen die residuellen Verfügungsrechte über die Nettoerträge seiner eigenen Handlungen: Senkt das Unternehmen seine Kosten, ist es berechtigt, diese Effizienzgewinne als zusätzliche Gewinne zu verbuchen. Die Anreizintensität wäre im Gegensatz zur Renditeregulierung hoch.
3. Die direkten Kosten der Regulierung wären gering, da die aufwendige Ermittlung der Kosten entfällt. Allein die Einhaltung der Preisgrenze muß überwacht werden.
4. Die Preisgrenzenregulierung wäre transparenter und einfacher. Daher wären Versuche einzelner Interessengruppen den Regulierer zu vereinnahmen, für andere Interessierte leicht zu entdecken und eher zurückzudrängen

Diese in der Literatur vorgebrachten Argumente sollen aus einer institutionenökonomischen Sicht kurz geprüft werden.

1. Das Problem des Averch-Johnson-Effekts ist zum wesentlichen Teil auf die zugrundeliegenden Unsicherheiten und vor allem auf Informationsasymmetrien zurückzuführen und kann bei beiden Regeln auftreten. Wenn im Fall der Renditeregulierung der Regulierer die erlaubte Rendite in Höhe der Marktrendite (als Opportunitätsrendite) festlegen würde, wären die Anreize zur Verzerrung zugunsten des Einsatzes des Produktionsfaktors Kapital beseitigt. Aus Unsicherheitsgründen wird der Regulierer aber unter Umständen eine höhere erlaubte Rendite festlegen.³⁷ Im

³⁶ Die genannten Punkte wurden in Anlehnung an Beesley und Littlechild (1989) formuliert, die beide als entschiedene Proponenten der Preisgrenzenregulierung gelten können. Vgl. auch Vickers und Yarrow (1988).

³⁷ Diese höhere Rendite kann als Entschädigung für das Risiko interpretiert werden, daß das regulierte Unternehmen in der Realität für die Zeit der Regulierungsperiode auf exogene Kostensteigerungen nicht sofort mit Preiserhöhungen reagieren kann. Die Festlegung einer höheren erlaubten Rendite kann darüber hinaus unter Umständen auf eine politisch gewollte Subventionierung des Unternehmens zurückgeführt werden. Dieser Fall ist kein immanentes Problem der Renditeregulierung.

Fall der Preisgrenzenregulierung ist allerdings im Grundsatz das gleiche Problem vorhanden und verbirgt sich im unscheinbaren Parameter P_{t-1} : In der Realität muß dieser Startwert in irgendeiner Art und Weise einmal für jede Regulierungsperiode festgelegt werden. Plausiblerweise kann der Regulierer die in der Vergangenheit angefallenen Kosten und vor allem die lange Kapitalbindungsdauer der Investitionen nicht einfach ignorieren, sondern wird sie grundsätzlich ähnlich wie im Fall der Renditeregulierung als Basis für die Ermittlung von P_{t-1} zugrunde legen.³⁸

2. Das Argument einer höheren Anreizintensität der Preisgrenzenregulierung unterliegt vier wichtigen Einschränkungen.

Erstens senkt jede Zuweisung von Verfügungsrechten über die residualen Nettoerträge der Transaktion an das regulierte Unternehmen³⁹ c.p. die kurzfristige Allokationseffizienz. Insofern ist der offenkundige Vorteil der Preisgrenzenregulierung hinsichtlich der Produktionseffizienz nicht notwendig Garant für eine höhere Gesamteffizienz. Diese Einschränkung betrifft den Trade-off zwischen kurzfristiger Produktions- und Allokationseffizienz.

Zweitens findet in der Realität der Renditeregulierung aus vielfältigen Gründen keine sofortige Preisanpassung an Kostenänderungen statt. Dies ist der sogenannte „regulatory lag“, der wie im Fall der Preisgrenzenregulierung tendenziell zu einem produktionseffizienzerhöhenden Effekt führt, da die residualen Erträge zumindest für diese Periode dem Unternehmen zustehen.⁴⁰

³⁸ Setzte er als „Startwert“ P_{t-1} für den Preis einen Wert fest, der unter den tatsächlichen Kosten liegt, ist die Existenz des Unternehmens bedroht. Dies ist angesichts der Relevanz der meisten regulierten Sektoren regelmäßig nicht mit den Zielen des Regulierungsvertrags vereinbar (Auch im Fall der Preisgrenzenregulierung gilt typischerweise, daß die wirtschaftliche Existenz des regulierten Unternehmens ausdrücklich gewährleistet werden soll. Zu den diesbezüglichen britischen Vorschriften vgl. Beesley und Littlechild 1989: 454).

³⁹ Diese Zuweisung der residualen Verfügungsrechte, die im Fall von Kostensenkungen zu einer Gewinnerhöhung des regulierten Unternehmens führt, kann auch als Zuweisung von Informationsrenten interpretiert werden, die dem Unternehmen entstehen, da der Regulierer bei der Preisfestlegung über die tatsächlichen (heutigen und/oder zukünftigen) Kosten des Unternehmens nicht informiert ist und insofern unter Umständen die Preisgrenze zu hoch setzt.

⁴⁰ Der wesentliche diesbezügliche Unterschied zwischen den Formen der Preisgrenzenregulierung und Renditeregulierung besteht dann nicht in der Frage, ob ein derartiger Lag existiert, sondern wie dieser sich bestimmt: In der britischen Form der Preisgrenzen-

Drittens unterliegen die regulierten Unternehmen bei der Preisgrenzenregulierung c.p. einem starken Anreiz, die eigenen Kosten zu senken, indem sie die Qualität des gelieferten Gutes senken.⁴¹ Damit wird es bei der Preisgrenzenregulierung wichtig, zusätzlich die Qualität des betreffenden Gutes im Regulierungsvertrag implizit oder explizit zu definieren.

Viertens ist die Effizienz entscheidend von der Glaubwürdigkeit des Regulierers abhängig: Im Fall England und Wales ist es mehrfach vorgekommen, daß die Unternehmen ex post eine Rückerstattung an die Kunden des regulierten Unternehmens leisten mußten, da die laufenden Gewinne vom Regulierer (wohl auf Druck der Öffentlichkeit) als „übermäßig“ beurteilt wurden. Da dieses Opportunismusproblem von den Unternehmen realisiert wird, senkt das resultierende Glaubwürdigkeitsproblem die Anreizintensität und führt damit in der Realität ein zentrales Argument der Befürworter einer Preisgrenzenregulierung ad absurdum. Damit zusammenhängend, hängt die Anreizintensität der Preisgrenzenregel generell von den Erwartungen der regulierten Unternehmens über die Höhe des Startwertes für die nächste Regulierungsperiode ab: Besteht seitens des Regulierten die Befürchtung, festgestellte Kostensenkungen würden sich direkt in einer Senkung des nächsten Startwertes auswirken, so unterliegt das Unternehmen zumindest gegen Ende einer Regulierungsperiode nurmehr geringen Anreizen zur Kostensenkung.⁴²

regulierung ist dieser für das Unternehmen, nicht jedoch für den Regulator exogen (was wiederum mit einem Glaubwürdigkeitsproblem des Regulierers verbunden sein mag) (etwas unpräzise: Beesley und Littlechild 1989: 460), im typischen Fall der traditionellen Renditeregulierung ist dieser Lag jedoch für beide Seiten beeinflussbar.

⁴¹ Dieser ist tendenziell um so stärker, um so größer die Zeitdiskontrate des Unternehmens ist und um so umfangreicher die Verfügungsrechte an den residualen Erträgen sind. Hier existiert eine Analogie zum Beispiel der Transaktionskosten in integrierten Unternehmen (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt IV.A.3 zu den ambivalenten Konsequenzen von Anreizverträgen für angestellte Manager).

⁴² Vgl. zu einer empirischen Analyse des Einflusses der Festlegung neuer Startwerte auf die Unternehmenswerte der preisgrenzenregulierten englisch/walisischen Stromunternehmen (gemessen an den Aktienpreisen) Robinson und Taylor (1998). Trifft man die Annahme, daß die Aktienpreise mit den erwarteten zukünftigen Gewinnen der Unternehmen generell positiv korreliert sind, so zeigen die empirischen Ergebnisse eine recht deutliche Untermauerung der Relevanz obiger Überlegungen. Vgl. zur einer formalen spieltheoretischen Analyse des dort „ratchet-effect“ genannten negativen Effekts der gegenüber dem Regulierer offengelegten Kostensenkungen auf den zukünftigen Unternehmensgewinn des regulierten Unternehmens Laffont und Tirole (1993: Kapitel 9).

3. Die unterstellten geringeren direkten Kosten der Regulierung hängen in starkem Maße vom Informationsbedarf des Regulierers und den Anreizen des regulierten Unternehmens zur Verzerrung der Informationen, also zur strategischen Ausnutzung von Informationsasymmetrien ab. Grundsätzlich ist diesbezüglich kein Unterschied zwischen Preisgrenzen- und Renditeregulierung festzustellen. Zwar kann die für das Unternehmen exogene und unter Umständen längere Dauer der Regulierungsperiode im Fall der Preisgrenzenregulierung die Kosten senken. Dem steht allerdings gegenüber, daß bei der neuerlichen Startwert- und X-Festsetzung der Informationsbedarf konzeptionell nicht vom Informationsbedarf im Fall der Renditeregulierung abweicht.⁴³
4. Zum Aspekt der Vereinnahmung des Regulierers ist ebenfalls ein eher ambivalentes Urteil zu fällen: Zwar kann unter Umständen das Verfahren der neuerlichen Startwert- und X-Festsetzung transparenter ausfallen als im Fall der komplexen Kostenermittlung bei der Renditeregulierung. Dem steht aber gegenüber, daß der Regulierer anders als im Fall der Renditeregulierung üblicherweise nicht zur Veröffentlichung angestrebter Renditen verpflichtet ist und insofern seine Entscheidungen schlechter nachvollziehbar und intransparenter sein mögen (Liston 1993: 29).

Was folgt aus diesem Vergleich der beiden Regulierungsregeln Preisgrenzen- und Renditeregulierung für den Einproduktfall?

Zunächst ergibt sich die Feststellung, daß das Ziel beider Regeln ähnlich interpretiert werden kann: Beide Regeln verfolgen offensichtlich das Ziel einer Maximierung der Konsumentenrente unter zwei entscheidenden Restriktionen: Erstens werden allein lineare, einteilige Preise betrachtet. Damit sind zweiteilige Preise, die etwa ein variables Grenzkostenpreiselement und ein fixes Preiselement zur Deckung der Fixkosten des Unternehmens vorsehen könnten, ausgeschlossen. Zweitens soll bei beiden Regeln die Einhaltung einer Budgetrestriktion des regulierten Unternehmens gewährleistet werden.⁴⁴

⁴³ In jedem Fall gilt es auch zu beachten, daß das Vorliegen von hohen derartigen, erkennbaren Kosten der Regulierung für sich genommen kein Beleg für die volkswirtschaftliche Schädlichkeit einer konkreten Regulierung ist, da diese Kosten der Regulierungsverfahren mit den Kosten der Alternative — rein privatwirtschaftliche Verhandlungslösungen zwischen allen Unternehmen und allen Verbrauchern — verglichen werden müssen (ähnlich insbesondere Goldberg 1976 und Spulber 1989: 270). Vgl. auch oben Abschnitt II.A.

⁴⁴ Die Einhaltung der Budgetrestriktion wird beim theoretischen Grenzfall der Renditeregulierung ohne „regulatory lag“ durch sofortige Anpassungen der Preise ge-

Dies schließt aus, daß etwaige Defizite aus einer — denkbaren — reinen Grenzkostenbepreisung aus dem allgemeinen Staatshaushalt oder anderen Quellen finanziert werden und besagt statt dessen, daß die Kosten der Bereitstellung des betreffenden Produkts allein aus den Zahlungen der Abnehmer dieses Produkts zu zahlen sind. Dieser Umstand zusammen mit der ersten Restriktion bedingt, daß beide Regeln nur zufällig ein „first-best“-Ergebnis zur Folge haben werden: Grenzkostenpreise wären nur dann möglich, wenn die Produktion des Produkts konstante Skalenerträge aufweisen würde. Dies ist im Fall des Stromtransports nicht der Fall (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt II.B).

Zusammenfassend kann gefolgert werden, daß die Preisgrenzenregulierung den gleichen Ineffizienzproblemen unterliegt wie die traditionelle Renditeregulierung, das heißt ähnlichen Informations- und Anreizproblemen ausgesetzt ist.⁴⁵ Die Fragen der Anreizintensität auf der einen Seite und der Flexibilität der Vertragsbeziehungen auf der anderen Seite spielen eine zentrale Rolle. In jedem Fall ist der Regulierer dem Dilemma ausgesetzt, daß eine stärkere Orientierung der Preise an den tatsächlichen Produktionskosten die Anreize zur Kostenminimierung senkt. Jede Preisfestsetzung, die zur Lösung des letztgenannten Problems stärker auf ex ante vermutete Kosten rekurriert, läuft Gefahr, ein wesentliches Ziel der Regulierung zu verfehlen, namentlich die Begrenzung der Renten des regulierten Unternehmens.⁴⁶

Dies impliziert allerdings keineswegs, daß beide Regulationsregeln hinsichtlich ihrer Effizienzeigenschaften identisch sind. Vielmehr kann die

währleistet, bei der praktischen Renditeregulierung durch eine etwas höhere erlaubte Rendite (Fn. 36), bei der Preisgrenzenregulierung durch die Wahl von P_{t-1} und X , so daß die erwarteten Gewinne eine hinreichende Höhe erreichen (eventuell unter Berücksichtigung einer Risikoprämie).

⁴⁵ Die historische Entwicklung der Regulierungsmethoden in der Stromwirtschaft (vgl. Fn. 18) kann als Beleg dafür dienen, daß es nicht „die“ überlegene Regulierungsmethode gibt. Historisch gesehen, kann die ursprüngliche Regulierungsmethode als Preisgrenzenregulierung bezeichnet werden, die sukzessive in Richtung einer Renditeregulierung weiterentwickelt wurde. Der heutige Trend zur stärkeren Berücksichtigung von Anreizaspekten via nichtstriktter Preisgrenzenregulierung kann unter dieser Betrachtung als (unter Umständen sachgerechter) „Schritt zurück“ bezeichnet werden.

⁴⁶ Im theoretischen Grenzfall der unendlich langen Regulierungsperiode werden zwar für das als gewinnmaximierend unterstellte Unternehmen die Effizianzanreize maximiert, da die regulierten Preise vollständig von den tatsächlichen Kosten entkoppelt werden, die Regulierung wird hinsichtlich der Begrenzung der Monopolvernten allerdings unter Umständen wirkungslos.

Entwicklung von einer geringeren Anreizintensität im Fall der reinen Renditeregulierung hin zu einer stärkeren Berücksichtigung der Anreizintensität im Fall der Preisgrenzenregulierung als potentiell wohlfahrtserhöhende Modifikation der Renditeregulierung interpretiert werden. Es hängt allerdings sehr von den konkreten, auch technischen, Bedingungen des Sektors ab, inwieweit die laufenden Gewinne des regulierten Unternehmens von seinen Kosten entkoppelt werden sollten (vgl. auch Schmalensee 1989: 434).

Die optimale Regulierungsregel⁴⁷ liegt also im allgemeinen zwischen den Extremformen der strikten Preisgrenzenregulierung und der strikten Renditeregulierung, auch um die Glaubwürdigkeitsprobleme auf seiten des Regulierers gegenüber der reinen Preisgrenzenregulierung zu begrenzen.⁴⁸ Bei der

⁴⁷ Unter „optimal“ ist hier die beste Regulierungsregel im begrenzten Strategieraum zwischen Rendite- und Preisgrenzenregulierung gemeint. Dieser Strategieraum schließt einige theoretisch denkbaren Regulierungsregeln aus, etwa Ansätze, die die Ermittlung komplexer Ramsey-Preisstrukturen beinhalten. Ramsey-Regeln zielen im Kontext der Regulierungsökonomik bekanntermaßen darauf ab, die Ressourcenallokationsverluste (dead-weight losses, Wohlfahrtsverluste) zu minimieren, die beispielsweise aus einer Budgetrestriktion und einer Restriktion auf lineare Preise resultieren. In diesem Beispiel wird der Wohlfahrtsverlust (gegenüber dem „first-best“, das heißt reinen Grenzkostenpreisen) unter Vernachlässigung von Informationsproblemen dadurch erreicht, daß auf die Grenzkosten eines Produktes ein (nachfrageabhängiger) Aufschlag vorgenommen wird, der sich proportional zur inversen Nachfrageelastizität für dieses Gut verhält. Im Fall der unabhängigen Nachfrage nach diesen Produkten ist die normale Nachfrageelastizität, im Fall der substitutiven oder komplementären Nachfrage ist die sogenannte Superelastizität zu verwenden, das heißt beispielsweise ist im Fall der komplementären Nachfrage der Preisaufschlag relativ geringer als im Fall unabhängiger Nachfrage vorzunehmen, um den Einfluß des einzelnen Preises auf die Nachfrage nach den anderen Gütern zu berücksichtigen; im Fall der substitutiven Nachfragegüter muß der relative Aufschlag dementsprechend höher ausfallen (vgl. Brown und Sibley 1986: Appendix zum Kapitel 3, für eine formale Ableitung optimaler Ramsey-Preise unter der Annahme der nicht-unabhängigen Nachfrage, das heißt positiver oder negativer Kreuzpreiselastizitäten). Die unmittelbare Anwendung der Ramsey-Regeln auf Preisregulierungen scheint sowohl für Preisniveau- als auch für Preisstrukturregulierungszwecke aufgrund fundamentaler Informationsprobleme kaum möglich zu sein. Immerhin müßten dem Regulierer alle Nachfrageelastizitäten aller Nachfrager nach allen Gütern bekannt sein.

⁴⁸ Vereinbar mit obiger Aussage ist die Beobachtung, daß alle bisherigen empirischen Anwendungen der Anreizregulierung als Varianten der Renditeregulierung interpretiert werden können, in die Aspekte der Preisgrenzenregulierung eingebunden sind. Dies gilt vor allem für den U.S.-amerikanischen Fall (Joskow und Schmalensee 1986; Joskow und Noll 1994; Berg und Jeong 1991; Pfeifenberger und Tye 1995; Crew und Kleindorfer 1992), aber auch für den englisch/walisischen Fall, in dem die (nominelle) Preisgrenzenregulierung starke Elemente einer Renditeregulierung aufweist.

Suche nach einer optimalen Regel müssen die Effekte gegeneinander abgewogen werden, die die Regulierung hat auf:

- die kurzfristige Produktionseffizienz — diese kann durch Zuweisung residualler Verfügungsrechte für den Fall kurzfristiger Kostensenkungen erhöht werden,
- die langfristige Investitionseffizienz — diese kann erstens durch Zuweisung residualler Verfügungsrechte bei langfristigen Kostensenkungen und zweitens durch Gewährleistung eines Mindestmaßes an Schutz vor opportunistischen Verhaltens des Regulierers erhöht werden und
- die kurz- und langfristige Allokationseffizienz — diese kann durch Begrenzung der Monopolrenten erhöht werden.

Von zentraler Bedeutung ist dabei die Frage, wie hoch die Unsicherheit ist, denen der Regulierer und das regulierte Unternehmen ausgesetzt sind und wie asymmetrisch die Unsicherheiten ausfallen. Liegen die Unsicherheiten zum überwiegenden Teil darin, daß der Regulierer kaum Informationen über die endogen vom Unternehmen beeinflussten Kostenveränderungen hat, und nicht in den exogen bedingten, von Unternehmensentscheidungen unabhängigen Unsicherheiten, kommt eine stärker am Konzept der Preisgrenzenregulierung orientierte Regel in Frage.⁴⁹ Mit steigender exogen bedingter Unsicherheit und sinkender endogen bedingter Unsicherheit sollte c.p. die Anbindung der regulierten Preise an die aktuellen Kosten zunehmen, das heißt die Regel näher an das Konzept einer Renditeregulierung angelehnt werden.

⁴⁹ Zu ähnlichen Ergebnissen kommen zum Beispiel Laffont und Tirole in einer formalen Ableitung einer optimalen Regel, dessen Grundtypus seit Schmalensee (1989) als „sliding-scale“-Regel bezeichnet wird, da sie eine variable Aufteilung von (positiven und negativen) Kostenveränderungen an Anbieter und Nachfrager vorsieht. Typischerweise tragen unter einer derartigen „sliding-scale“-Regel die Produzenten das Risiko bei geringen Kostenänderungen voll, bei größeren Kostenänderungen werden die Nachfrager in zunehmendem Maße via Preisänderungen an den Kostenänderungen beteiligt (Laffont und Tirole 1993: 151–155). Vgl. auch Liston (1993: 39) und Vogelsang (1989).

2. Das Raubüberfallproblem im Fall öffentlicher Regulierung: Zur Glaubwürdigkeit des Regulierers und der Bedeutung unvollständiger Regulierungsverträge

Bei der Diskussion der Eigenschaften der beiden Regulierungsregeln Rendeite- und Preisgrenzenregulierung wurde bereits das Thema der Glaubwürdigkeit des Regulierers angesprochen. Damit stellt sich die Frage, inwieweit die Wahl der optimalen Regulierungsregel von den Bedingungen abhängt, unter denen der Regulierer operiert, mit anderen Worten: inwieweit die Wahl einer optimalen Koordinierungsstruktur vom institutionellen Umfeld beeinflusst wird, inwieweit somit Komplementaritäten zwischen Regulierungsregeln und institutionellem Umfeld bestehen.

In diesem Unterabschnitt soll daher insbesondere danach gefragt werden, ob die für den Fall der rein privatwirtschaftlichen Austauschbeziehungen identifizierbaren Trade-offs zwischen Flexibilität und Investitionseffizienz (vgl. Kumkar 1998b) auch für die Wahl optimaler, konkreter Regulierungsregeln von Bedeutung ist. Zentrale Bedeutung kommt der Frage zu, wie die öffentliche Hand glaubwürdige Verpflichtungen eingehen kann, wie also der opportunistische Spielraum eines *öffentlichen Regulierers* begrenzt werden kann.⁵⁰ Diese Untersuchung ergänzt die im letzten Abschnitt angestellte Diskussion, bei der schwerpunktmäßig nach Möglichkeiten gefragt wurde, den Opportunitätsspielraum des *regulierten Unternehmens* zu begrenzen und ist aus institutionenökonomischer Sicht notwendige Vorarbeit für die Ableitung konkreter Regulierungsempfehlungen.

Es gibt Indizien dafür, daß dieses Problem, welches mit der dem Regulierer zugewiesenen Kompetenz zusammenhängt, in der Realität von einiger Relevanz ist. So zeigen einige Autoren für den Fall des Telekommunikati-

⁵⁰ Eine andere Interpretation der Unterschiede der Fragestellungen zwischen diesem und dem vorhergehenden Abschnitt zielt auf die Modellierung von Unsicherheitsaspekten. Im letzten Abschnitt wurde als wesentliches Informationsproblem die Asymmetrie zwischen Regulierer und dem regulierten Unternehmen unterstellt. Das Problem bestand darin, daß der Regulierer Probleme hat, zwischen exogenen und endogenen, durch das *Unternehmen* verursachte, Produktionskostenveränderungen zu unterscheiden. In diesem Abschnitt wird die Unsicherheit durch den *Regulierer* selbst verursacht: Weder für das Unternehmen noch für die „Kontrolleure“ des Regulierers (aus Judikative, Legislative, Exekutive und/oder der Öffentlichkeit) ist das zukünftige Verhalten des Regulierers eindeutig prognostizierbar.

onssektors mehrerer Ländern die Bedeutung der Glaubwürdigkeit der Regulierer auf die Effizienz des Gesamtsektors recht deutlich auf. Sie zeigen, daß die Investitionseffizienz der privatwirtschaftlichen Unternehmen entscheidend von der Glaubwürdigkeit des Regulierers beeinflusst wird.⁵¹ Für den Fall der Stromwirtschaft sind insbesondere die Erfahrungen in der Vereinigten Staaten von Interesse (auf die in einem Exkurs ausführlicher eingegangen wird). Diese amerikanischen Erfahrungen können wie folgt zusammengefaßt werden: Nachdem im Gefolge der ersten Ölpreiskrise die Erzeugungskosten der Stromunternehmen in vordem unbekanntem Ausmaß stiegen, wurde dort ein unerwarteter Wechsel der Regulierungsregeln eingeleitet. Als Reaktionen auf die unerwarteten konjunkturellen und preislichen Entwicklungen begannen nämlich einige der dortigen einzelstaatlichen Regulierungsinstanzen (wohl auch mit dem Blick auf die öffentliche Meinung), Kostensteigerungen der Stromunternehmen nicht mehr direkt auf die Endverbraucherpreise überwälzen zu lassen. Damit war eine Abkehr von der traditionellen Renditeregulierungsregel eingeleitet. Faktisch wurde sie durch eine modifizierte („used-and-useful“-)Renditeregulierungsregel ersetzt.⁵² Die Ex-post-Aberkennung des „used-and-useful“-Status von Investitionen führte im Einzelfall zu erheblichen Schmälerungen der Unternehmensgewinne. Durch diese

51 Vgl. für einen Überblick über ein umfangreiches (von der Weltbank initiiertes) Forschungsprojekt zu diesem Thema die in Levy und Spiller (1996) zusammengestellten Beiträge. Levy und Spiller (1994) diskutieren in einem früheren Papier beispielsweise den philippinischen und den jamaikanischen Telekommunikationssektor. Ersterer war in der Vergangenheit durch geringe Investitionsraten, zu geringes Angebot und schlechte Qualität der angebotenen Leistungen gekennzeichnet, letzterer war durch hohe Investitionsraten und nachfrageorientiertes Angebot an Produkten gekennzeichnet. Levy und Spiller führen diese Marktergebnisse auf die durch das politische System vorgegebenen Möglichkeiten zur Abgabe glaubhafter Verpflichtungen seitens der Regulierer zurück. Die Reputation der philippinischen Regulierer ist angesichts der Instabilität der dortigen Regulierungspolitik extrem niedrig. In Jamaika hingegen ist die Regulierung hingegen eher glaubhaft für die Unternehmen ausgestaltet. Die von Levy und Spiller (1994) vorgelegte Untersuchung ist ein Beleg für die These, daß die Frage, ob öffentliche Regulierung gegenüber rein privatwirtschaftlichen Verhandlungen tatsächlich Effizienzvorteile aufweist (vgl. Fn. 12), eine von den konkreten (politischen, historischen und administrativen) Umständen zu beantwortende Frage ist. In der Tat ist die Regulierung in Jamaika eher wenig anreizorientiert etwa im Sinne einer Preisgrenzenregulierung ausgestaltet, sondern zielt vor allem auf die Sicherstellung der Profitabilität der regulierten Unternehmen ab, also auf die Sicherstellung langfristiger (Investitions-)Anreize unter Inkaufnahme unter Umständen massiver kurzfristiger Ineffizienzen.

52 Vgl. ausführlicher anschließenden Exkurs.

Entwicklung bedingt, wurden Befürchtungen laut, langfristig könnte sich das Bild der Überkapazitäten im Bereich der Kraftwerke in ein Bild der Unterkapazitäten wandeln, da die Investitionsbereitschaft der Unternehmen aufgrund der sinkenden Glaubwürdigkeit der Regulierer massiv zurückgehen würde.

Das diesen Fällen zugrunde liegende Glaubwürdigkeitsproblem läßt sich aus institutionenökonomischer Sicht vereinfachend wie folgt skizzieren.⁵³ Es sei angenommen, daß ein öffentlicher Regulierer als nutzenmaximierender Akteur bei der Regulierung seine eigenen Ziele verfolgt. Nehmen wir zusätzlich an, der Regulierer sei ein unmittelbares Mitglied der Exekutive, ein Politiker oder ein Mitarbeiter eines Ministeriums.⁵⁴ Dann sind ihm in einer Demokratie westlicher Prägung zwar durch die Legislative und die Judikative Grenzen seines Handelns auferlegt, aber es verbleibt ihm ein mehr oder weniger großer diskretionärer Entscheidungsspielraum bei der Wahl und der Durchführung einer Regulierungsregel. Der Regulierer hat somit in der Regel nennenswerten Einfluß auf die Definition und die Durchsetzung des Regulierungsvertrags. Wenn seine Zielfunktion beispielsweise durch die Maximierung der Wählerstimmen bei der nächsten Wahl beschrieben werden kann, unterliegt er unter bestimmten Annahmen Anreizen, kurzfristig niedrige Strompreise anzustreben.⁵⁵ Im Fall, daß die Stromunternehmen ihre Investitionen in langlebige Anlagen bereits getätigt haben, lohnt es sich für den Regulierer unter Umständen, die Quasirenten des Unternehmens abzuschöpfen. Mit anderen Worten: Der Regulierer unterliegt ähnlichen Anreizen wie

53 Die Behandlung der Fragestellung im Rahmen der formalanalytischer Regulierungsökonomik steckt erst in den Kinderschuhen und wird in den diesbezüglichen Standardwerken nicht (z.B. Spulber 1989) oder nur am Rande behandelt (Viscusi et al. 1995). Die wenigen formale Modellierungen untersuchen zumeist Zweiperioden-Modelle, bei denen die Gründe für die Glaubwürdigkeitsprobleme selbst nicht problematisiert werden, also auch keine Zusammenhänge mit dem institutionellen Umfeld untersucht werden können. Ferner unterstellen sie fast durchgängig, daß für die beiden Perioden jeweils (kostenlos) vollständige Verträge formuliert und durchgesetzt werden können und instrumentalisieren einen nur leicht modifizierten Principal-Agent-Ansatz (vgl. zum Beispiel Laffont und Tirole 1993: Kapitel 9), der sich für die Modellierung von Situationen unter Ungewißheit kaum eignet. Sie sind daher bislang für die hier interessierende Fragestellung nur von sehr begrenztem Erklärungswert.

54 Dies entspricht dem Status quo ante der Stromregulierung, nicht aber beispielsweise der Telekommunikationsregulierung.

55 Es ist auch denkbar, daß eine eher ideologisch motivierte Politik des „attacking the monopoly“ (Spiller 1996: 425) dem Zweck der Stimmenmaximierung dienen kann.

ein privatwirtschaftlicher Akteur, seine Verhandlungsmacht, die in der Existenz von beziehungspezifischen Investitionen begründet liegt, auszunutzen.⁵⁶ Dies ist das sogenannte *Regulierungsrisiko*, dem das Unternehmen zusätzlich zu dem normalen Mengen- und Preisrisiko ausgesetzt ist.

Das regulierte Unternehmen wird die Gefahr eines solchen Verhalten des Regulierers bei Durchführung von spezifischen Investitionen berücksichtigen. Tendenziell ist davon auszugehen, daß bei einem nennenswerten Regulierungsrisiko ein Unterinvestitionsproblem resultiert, das im Fall der Stromwirtschaft in mehreren Formen auftreten kann: Erstens besteht die Gefahr, daß beispielsweise ländliche Räume überhaupt nicht mit Strom beliefert werden, da das Unternehmen die umfangreichen Investitionen in die hoch spezifischen Transportanlagen scheut. Zweitens kann die Qualität des gelieferten Stroms zu gering sein, weil die Erhaltung von Spannungs- und Frequenzstabilität die kostenträchtige Vorhaltung ausreichender Reservekapazitäten in Erzeugung und Transport erfordert. Schließlich können die Kosten der Belieferung zu hoch sein, da das Unternehmen gering kapitalintensive Anlagen mit kurzen Kapitalrücklaufzeiten präferiert. Jedes dieser Probleme ist in der einen oder anderen Form in der historischen Entwicklung der industrialisierten Staaten relevant gewesen und kennzeichnet auch heute noch die Situation in zahlreichen Entwicklungsländern.⁵⁷

Damit kann eine erste Antwort auf die eingangs dieses Abschnitts gestellte Frage nach der Übertragbarkeit der Trade-offs rein privatwirtschaftlicher Koordinierungsstrukturen auf den Fall der öffentlichen Regulierung gegeben werden: Das Unterinvestitionsproblem beim Regulierungsrisiko ist eine spezielle Form der Gefahr der Enteignung von Quasirenten, das heißt des Raubüberfallproblems (vgl. Kumkar 1998b: Abschnitt IV.A). Im Analogieschluß läßt sich damit auch die Aussage treffen, daß, solange dieses Risiko ex ante nicht gemildert wird, die Gefahr der suboptimalen Investitionen durch das regulierte Unternehmen existiert. Dabei ist die „einfache“ Lösung dieses Problems, das Schreiben vollständiger Verträge, wegen der dadurch bedingten Inflexibilitäten und Ineffizienzen nur selten eine adäquate Lösung der zugrundeliegenden Vertragsprobleme (vgl. Abschnitt II.A).

⁵⁶ Die Möglichkeiten, die dem Regulierer bei der Verfolgung seiner Ziele offenstehen, sind selten allein auf Fragen der Preisregulierung beschränkt. Ein ähnliches Problem kann beispielsweise bei einer Verschärfung von Umweltschutzauflagen auftreten, wenn sie sich nicht in einer Erhöhung der erlaubten Preise niederschlagen.

⁵⁷ Vgl. für Belege beispielsweise Industry and Energy Department/World Bank (1993) und Hawdon (1996).

Damit müssen zur Lösung dieses Problems Wege gesucht werden, durch die sich der Regulierer glaubhaft zu Regeln für sein zukünftiges Verhalten verpflichten kann. Analog der Aussage, daß vertikale Verträge unter dem Umstand der Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen und der Komplexität einzelner Transaktionen notwendig unvollständig sind, kann für den Fall der öffentlichen Regulierung folgende These formuliert werden: Die Setzung starker Anreize für das regulierte Unternehmen ist dabei nur dann erfolgversprechend, wenn der Regulierer sich glaubhaft verpflichten kann, die zukünftigen residualen Erträge teilweise oder zur Gänze dem regulierten Unternehmen zu überlassen.⁵⁸ Daraus folgt, daß c.p. das Regulierungsrisiko mit dem diskretionären Entscheidungsspielraum des Regulierers steigt (ähnlich Spiller und Vogelsang 1996: 80). Weiter läßt sich folgern, daß der Trade-off zwischen Flexibilität und Schutz der Quasirenten und damit unter Umständen der langfristigen Effizienz auch bei hybriden Koordinierungsstrukturen im regulierungsökonomischen und nicht nur im rein privatwirtschaftlichen Kontext relevant ist.

Es stellt sich somit die Frage, wo die Lösungsmöglichkeiten dieses Effizienzproblems liegen, und wodurch der opportunistische Spielraum des Regulierers begrenzt werden kann. Eine Maßnahme wurde bereits genannt: Die unter Umständen sinnvolle Zuweisung exklusiver Versorgungsgebiete, das heißt die Straffung von Marktzutrittsbarrieren als vergleichsweise drastische Maßnahme der Strukturregulierung. Denkbar ist die Etablierung eines rechtlich geschützten Monopols für den Stromtransport (wie es etwa im englisch/walisischen Modell der Fall ist) oder aber die Etablierung eines rechtlich geschützten Monopols für alle Teilbereiche der Stromwirtschaft, wie es beispielsweise in Deutschland — und den meisten anderen Staaten dieser Erde — traditionell der Fall war oder immer noch ist.⁵⁹

⁵⁸ In der jüngeren theoretischen Regulierungsliteratur wird diesem Thema zwar mittlerweile Bedeutung zugemessen, bei konkreten wettbewerbspolitischen De- oder Re-Regulierungen allerdings selten unter Effizienz-, sondern fast durchgängig unter Verteilungs- oder Gerechtigkeitsaspekten diskutiert.

⁵⁹ Zwar muß diese Zuweisung nicht für die „Ewigkeit“ sicher sein. Der Regulierer mag diese Zuweisung ex post aufheben. Allerdings ist dies für das Unternehmen leicht erkennbar; ein derartiges Fehlverhalten des Regulierers ist vor dem (Verfassungs-)Gericht unter Umständen leicht zu ahnden. Außerdem erfordert der Aufbau neuer Transportnetze erheblichen Zeitaufwand, so daß der bisherige Monopolist auf die Änderung der Regulierung reagieren kann. Etwas anders stellt sich die Situation dar, wenn nicht nur der rechtliche Schutz des Monopol wegfällt, sondern gleichzeitig deutlich in die Verfügungsrechte derjenigen Unternehmens eingegriffen wird, die über das Eigentum an

Darüber hinaus bieten sich mehrere weitere Lösungen an: Erstens können Reputationseffekte das Regulierungsrisiko begrenzen. Es mag sein, daß die Wähler auf lange Frist ein kurzsichtiges Verhalten der Politiker nicht unterstützen, etwa weil sie selber weniger myopisch optimieren, als bisher implizit angenommen wurde. Es mag auch ein Reputationseffekt in anderen Feldern der öffentlichen Betätigung relevant werden: Wenn die öffentliche Hand beispielsweise in den Vereinigten Staaten im Gefolge der Ölpreiskrise ihre Spielräume in der Stromwirtschaft opportunistisch ausnutzte (vgl. Exkurs), so hatte dies vermutlich Auswirkungen auf die Investitionseffizienz auch in anderen Sektoren, die einer öffentlichen Regulierung unterliegen.⁶⁰

Zweitens kann auch die Abgabe öffentlicher Erklärungen über die Ziele oder Zwischenziele der Regulierung erfolgversprechend sein.⁶¹ Eine Regulierer wird sich in der Zukunft zu rechtfertigen haben, wenn er sein öffentlich bekanntgegebenes Ziel verfehlt. Dieses Mittel der Selbstbindung ist offensichtlich um so wirkungsvoller, je exakter und transparenter, also vollständiger das Ziel definiert ist: Für Außenstehende, die regelmäßig noch weniger Informationen über die zugrundeliegenden Vorgänge als der Regulierer haben, wird durch die öffentliche Bekanntgabe eine Richtschnur zur

den Transportanlagen verfügen. Eine derartige Zwangsetablierung von Durchleitungsrechten wird im weiteren Verlauf der Arbeit ausführlich diskutiert. In Kapitel E wird für den Fall der deutschen Stromwirtschaft eine institutionenökonomisch gestützte Diskussion der Problematik der unter Umständen entstehenden sogenannten nichtamortisierbaren (gestrandeten) Investitionen angestellt.

⁶⁰ Vgl. auch Fn. 12.

⁶¹ Nach diesem Verfahren geht beispielsweise die Deutsche Bundesbank als unabhängige Regulierungsinstitution. Ihre öffentliche Bekanntgabe angestrebter Geldmengenziele kann als Mittel zur Erreichung von Glaubwürdigkeit interpretiert werden. Ihre Entscheidungen, diese Geldmengenziele nicht in Form von Punktprognosen zu veröffentlichen, sondern als Korridore, ist Konzession an den Umstand, daß selbst die Einhaltung dieses Korridors nicht immer zu erreichen ist. Dies deutet darauf hin, daß die Geldmengenorientierung aus einer akademischen und Transaktionskostenvernachlässigenden Sicht nicht immer die beste Politik sein mag, aber Gründe dafür existieren mögen, nach einer (scheinbar) etwas weniger effizienten Regel vorzugehen, um die Erwartungen anderer Wirtschaftssubjekte zu stabilisieren. Entscheidend ist aber auch hier, daß die Regel selber nicht unumstößlich sein muß, weder hinsichtlich ihrer Auslegung noch hinsichtlich ihrer tatsächlichen Beibehaltung „für ewig“, auch nicht aus wissenschaftlicher Sicht — sonst wäre die Gründung der Bundesbank als unabhängige Institution vermutlich unerklärbar, würde doch ein einfaches Gesetz oder ein neuer Grundgesetzartikel (unter Umständen mit ergänzenden Ausführungsbestimmungen) hinreichendes und vermutlich kostengünstigeres Mittel zur Erreichung desselben Ziels sein.

Beurteilung des Verhaltens des Regulierers definiert. Als „Außenstehende“ können hierbei beispielsweise Vertreter der Legislative, der Judikative oder der Exekutive, der Unternehmen oder auch der Öffentlichkeit fungieren. Diese Personen oder Institutionen fungieren in diesem Fall als mehr oder weniger wirksame Kontrolleure des Regulierers, gewissermaßen als Regulierer des Regulierers.⁶²

Drittens kann eine Einschränkung des diskretionären Entscheidungsspielraums durch die institutionelle Umwelt, innerhalb derer der Regulierer agiert, erfolgsversprechend sein. Nehmen wir an, zu diesem Zweck würde eine unabhängige Regulierungsinstitution gegründet, nachdem die Regulierung bislang direkt durch den Energieminister (beziehungsweise eines Untergebenen) exekutiert wurde.⁶³ Dann kann dieser Regulierungsinstitution via Gesetz oder Verordnung eine Zielfunktion vorgegeben werden, die unter Umständen noch durch die Rechtsprechung weiter konkretisiert wird. Dieses Zusammenwirken mehrere Institutionen mag zwar auf den ersten Blick als ineffizient erscheinen, weil wenig flexibel und selten die theoretisch ermittelten optimalen Regulierungsregeln umsetzend. Es ist aber aus institutionenökonomischer Sicht oftmals als effiziente Maßnahme zur Begrenzung der Opportunitätsspielräume erklärbar.⁶⁴ Entscheidend scheint zu sein, daß die

62 Der eigentliche, unmittelbare Regulierer sorgt durch die Abgabe öffentlicher Erklärungen für faktische zumindest partielle Umkehrung der Beweislast: Müßte andernfalls beispielsweise das Unternehmen (etwa vor Gericht) nachweisen, daß der Regulierer falsch gehandelt hat, muß der Regulierer im Fall, daß er vorher öffentliche Erklärungen abgegeben hat, nachweisen, daß es gute Gründe für sein Abweichen von den vorher bekanntgegebenen Regeln gegeben hat.

63 erinnert sei daran, daß aus institutionenökonomischer Perspektive *jede* Institution als Konstruktion eines unvollständigen Vertrags die Flexibilität der Vertragsparteien gegenüber rein kurzfristig angelegten Beziehungen einschränkt.

64 Letzterer Punkt scheint insbesondere im Fall der Vereinigten Staaten relevant zu sein. Dort sind typischerweise die Regulierungsgesetze in höchstem Maße unvollständig formuliert. Damit verbleibt den Regulierungskommissionen im Prinzip ein weiter diskretionärer Entscheidungsspielraum zur Auslegung dieser Gesetze, den sie auch ausnutzen. Als Beispiel seien die jüngsten Entscheidungen der Bundesregulierungsbehörde FERC genannt (Kumkar 1996c), die sich bei ihren weitreichenden Entscheidungen zur Etablierung eines Common-Carrier-Modells im Bereich des Stromtransports explizit auf ein Gesetz aus dem Jahre 1935 (und nicht auf ein neueres Gesetz, den Energy Policy Act aus 1992, vgl. folgende Ausführungen im Exkurs), bezog. Dessen diesbezügliche Bestimmungen legten allerdings nur ganz allgemein das unbestimmte Prinzip der Nichtdiskriminierung für Preise und sonstige Konditionen auf der Großhandelsebene fest. Über Jahrzehnte war diese Bestimmung aus Sicht der Regulierer mit einem Modell der ge-

„verschachtelte“ Existenz von über- und nebengeordneten Regulierungsinstitutionen (Exekutive, Gesetzgeber, Gerichte) für diejenige Institution, die die tatsächliche Regulierungsregel definiert (wenn sie ihr nicht vorgegeben ist) und vor allem auch umsetzt, Grenzen der tatsächlichen Kompetenz definiert. Unter Umständen wird die Zielfunktion des Regulierers direkt vorzugeben sein oder aber zu modifizieren sein. Eine unabhängige Regulierungskommission, die keiner Wiederwahl ausgesetzt ist, kann (und wird vermutlich) andere Ziele verfolgen als ein Regulierer, der direkt und unmittelbar im Energieministerium angesiedelt ist.

Vorstehende Argumentation zeigt, daß die Glaubwürdigkeit eines Regulierers entscheidend von der Glaubwürdigkeit seiner neben- und übergeordneten Institutionen der institutionellen Umfeld abhängt:⁶⁵ Kann sich das Unternehmen beispielsweise darauf verlassen, daß die Gerichte eine in dem Regulierungsgesetz enthaltene „Existenzsicherungsklausel“ für die regulierten Unternehmen, wie sie in den meisten westlichen Staaten in den Regulierungsgesetzen enthalten ist, auch tatsächlich durchsetzt, so ist beispielsweise die Anwendung einer (anreizorientierten) Preisgrenzenregel weitaus erfolgversprechender, als wenn eine solche Klausel nicht existieren würde oder aber von den Gerichten nicht durchgesetzt werden würde. Falls diese durch andere Institutionen gewährleistete relative Sicherheit nicht gegeben ist, muß entweder der Regulierer selber Wege finden, sich glaubwürdig zu verpflichten (etwa durch die Wahl einer recht strikten Renditeregulierungsregel) oder aber er muß insbesondere von der Legislative auf die Anwendung einer recht

geschlossenen Gebietsmonopole und den damit verbundenen fehlenden Durchleitungsrechten für unabhängige Erzeuger vereinbar, war sogar Grundlage dieses Modells. In 1996 entschloß sich die FERC, diesen unbestimmten Rechtsbegriff der Nichtdiskriminierung gänzlich anders zu definieren und nahm den entsprechenden Passus des Gesetzes als Grundlage für die Zwangsauflegung von umfassenden Durchleitungspflichten für alle privaten Stromtransportunternehmen in den Vereinigten Staaten (vgl. Kumkar 1996c). Allerdings ist zu beachten, daß die Entscheidungen der U.S.-Regulierer einem recht strikten Verwaltungsrecht unterliegen und von dieser Seite, nicht von den Regulierungsgesetzen, der diskretionäre Entscheidungsspielraum und damit die Kompetenzen der Regulierer wirksam eingeschränkt werden (vgl. ähnlich Spiller 1996: 429).

⁶⁵ Dieses System der „checks and balances“ als konkrete Form der Gewaltenteilung ist, nebenbei bemerkt, eine wesentliche Grundlage der Institution eines unabhängigen Regulierers: Wenn alle Macht in einem Staat in einer Hand liegt, ist in der Regel nicht davon auszugehen, daß die Gründung einer „unabhängigen“ Behörde besonders glaubhaft als selbstbindende Maßnahme des Alleinherrschers fungieren kann.

einfachen, möglichst vollständigen Regel verpflichtet werden.⁶⁶ Im Extremfall, daß ein derartiger Regulierungsvertrag immer noch zu unvollständig ist, verbleiben als Ultima ratio nurmehr zwei Möglichkeiten: Entweder die Verstaatlichung oder aber eine „Regulierungsregel“, die die Regulierung insbesondere gesetzlich oder gar via Verfassung glaubhaft ausschließt. In der Tat wurde der letztgenannte Weg in der U.S.-Stromwirtschaft zumindest für Teilbereiche gewählt. Die Energy Policy Act von 1992 entließ weite Teile der Stromwirtschaft, namentlich bestimmte Kategorien der Stromerzeugung, aus der bisherigen Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen. Mit anderen Worten: Ihnen wurde ihre bisherige Regulierungskompetenz durch den Gesetzgeber teilweise entzogen (vgl. Exkurs).⁶⁷ Die betreffenden Unternehmen unterliegen somit im neuen System einem weitaus geringeren Regulierungsrisiko.⁶⁸

Die vorstehenden Überlegungen zur Bedeutung der Glaubwürdigkeit des Regulierers können wie folgt zusammengefaßt werden:

Erstens: Die im letzten Abschnitt begründete These, daß die optimale Regulierungsregel im allgemeinen zwischen den Extremformen der strikten Preisgrenzenregulierung und der strikten Renditeregulierung liegt, wird zusätzlich dadurch untermauert, daß die Wahl einer scheinbar weniger effizienten Regulierungsregel (als es etwa die reine Preisgrenzenregulierung ist) ein Mittel sein kann, um die Glaubwürdigkeitsprobleme auf seiten des Regulierers zu begrenzen und die Erwartungen des regulierten Unternehmens zu stabilisieren. Eine andere, unter bestimmten Umständen äquivalente, Möglichkeit wäre die Verfolgung einer kurzfristigen Preisgrenzenregel, die durch die langfristige, gesetzliche oder gerichtliche Zusicherung einer „fairen

⁶⁶ Einfache und vergleichsweise eindeutige gesetzliche Regeln grenzen den diskretionären Entscheidungsspielraum der Regulierer ein. Sie grenzen somit auch den Spielraum für eine Kollusion zwischen Regulierer und Reguliertem, das heißt für eine Vereinbarung des Regulierers durch den Regulierten ein, da die Überwachung des Regulierers beispielsweise für Gerichte oder Nachfragergruppen vergleichsweise einfach ist und keine detaillierte Kenntnis der Kosten- und Nachfrageverteilungen erfordert, die bei einer Überprüfung der Entscheidungen nach einer komplexen Abwägungsregel notwendig wäre.

⁶⁷ Spiller (1996: 426) nennt das Beispiel der kolumbianischen „Regulierung“ von Netzwerkindustrien. Dort ist ein explizites Verbot der Preisregulierung und der Zuweisung von exklusiven Konzessionen gesetzlich verankert. In diesem Sinne kann glaubwürdige Regulierung auch die glaubwürdige Versicherung bedeuten, unter keinen Umständen in die privatwirtschaftlichen Austauschbeziehungen einzugreifen.

⁶⁸ Sie sind allerdings nunmehr auch dem vollen Marktrisiko ausgesetzt.

Rendite“ als Existenzsicherungsklausel ergänzt wird. Konzeptionell wäre dies die Kombination eines kurzfristig vollständigen Regulierungsvertrags mit einem längerfristigen unvollständigen Vertrag. Auch die öffentliche Regulierung unterliegt daher den grundsätzlichen vertragsökonomischen Trade-offs, insbesondere dem Trade-off zwischen der Flexibilität eines Regulierungsvertrags und der langfristigen Investitionseffizienz.

Zweitens: Jede Ableitung regulierungspolitischer Empfehlungen muß nicht nur die konkreten technischen Umstände des zu regulierenden Sektors berücksichtigen, sondern auch das institutionelle Umfeld. Insbesondere muß bei der Ableitung einer konkreten Regulierungsempfehlung berücksichtigt werden, welche Möglichkeiten für den politischen Bereich bestehen, seinen diskretionären Spielraum zu begrenzen. Mit anderen Worten: Erkenntnisse der positiven Theorie der Politik müssen Berücksichtigung finden. Dies hat Konsequenzen: Ein Regulierer, der starken politischen Einflüssen unterliegt, wird unter Umständen keine Möglichkeit besitzen, sich glaubwürdig auf die Zuweisung von residualen Erträgen an die regulierten Unternehmen zu verpflichten. In diesem Fall besteht die Gefahr der Enteignung von Quasirenten — und hierdurch entstehen potentiell ernsthafte Probleme der Investitionseffizienz im regulierten Sektor. Der Stromsektor der Vereinigten Staaten nach dem Wechsel von der traditionellen Renditeregulierung zur modifizierten („used-and-useful“-)Renditeregulierung in den achtziger Jahren ist ein Beispiel für diese Problematik.

Drittens: Eine Möglichkeit der Entschärfung der Problematik besteht in einer engen Definition des Regulierungsbereichs. Dies kann via enger Kompetenzzuweisung an den unmittelbaren Regulierer oder aber via glaubwürdiger Verpflichtung des Regulierers selbst umgesetzt werden. Es kann sinnvoll sein, glaubwürdig die gesamte Stromerzeugung (oder zumindest Teile davon) aus dem Regulierungsbereich zu herauszunehmen, selbst wenn hierdurch Allokationsineffizienzen wegen bestehender Marktmachtpositionen entstünden. Dies ist dann gerechtfertigt, wenn die durch die glaubhafte Deregulierung bedingt höhere Investitionseffizienz in der Erzeugung die Allokationsineffizienzen aufwiegen würde.

3. Exkurs zu Abschnitt II.B.2: Erfahrungen mit Regulierungsrisiko in der U.S.- Stromwirtschaft

In diesem Exkurs werden die Entwicklungen in der U.S.-Stromwirtschaft im Gefolge der ersten Ölpreiskrise skizziert. Diese waren maßgeblich für die Entwicklung des Begriffs des Regulierungsrisikos sowie der analytischen Behandlung des damit zu assoziierenden Glaubwürdigkeitsproblems öffentlicher Regulierer in der Literatur. Im folgenden werden zunächst die juristischen Entwicklungen behandelt. Einer zentralen U.S.-Gerichtsentscheidung zu diesem Thema folgte eine intensive Diskussion in der akademischen Regulierungsökonomik, auf die dann im Zusammenhang mit den Entwicklungen im Bereich der praktischen Regulierungspolitik eingegangen wird.

a) *Juristische Gesichtspunkte: Die Duquesne-Entscheidung*

Die Definition des Begriffs des Regulierungsrisikos geht maßgeblich auf eine Entscheidung des Obersten Bundesgerichts der Vereinigten Staaten aus dem Jahre 1989 zurück. Diese Entscheidung ist auch für die Regulierungsreformen im Bereich der deutschen Stromwirtschaft von Interesse, da sie als höchstrichterliche Entscheidung den diskretionären Entscheidungsspielraum von Regulierern deutlich eingrenzte. Aus institutionenökonomischer Sicht kann eine derartige Eingrenzung ein Mittel zur Erhöhung der Glaubwürdigkeit des Regulierers sein und somit potentiell die Kosten der Regulierung senken.

Der wesentliche Punkt der Duquesne-Entscheidung kann aus institutionenökonomischer Perspektive wie folgt charakterisiert werden.⁶⁹ Stellt sich

⁶⁹ U.S. Supreme Court: *Duquesne Light Co. v. Barasch*, 488 U.S. 299 (1989). Hintergrund der Duquesne-Entscheidung war die Umsetzung eines Gesetzes im Bundesstaat Pennsylvania in 1982, welches den Grundsatz des „used and useful“-Maßstabs als entscheidendes Charakteristikum für die Aufnahme von Investitionsgütern in die Kapitalbasis der Renditeregulierung rechtlich sanktionierte. Dies war eine wesentliche Änderung gegenüber dem Status quo ante der Regulierungspraxis in Pennsylvania, der die Berücksichtigung von Abschreibungen für Anlagen insbesondere bereits dann vorsah, wenn die Anlagen noch im Bau befindlich waren. Der „used and useful“-Maßstab fand im Duquesne-Fall die Anerkennung durch das oberste Gericht, das mit seinem Urteil eine entgegenstehende Entscheidung der bundesstaatlichen Regulierungskommission aufhob. Diese

bei einem Regulierungsverfahren heraus, daß eine ex ante richtige Investitionsentscheidung des regulierten Unternehmens angesichts der tatsächlichen Entwicklungen in der Stromwirtschaft sich ex post als falsch (nicht „used-and-useful“) erweist, so kann dem Unternehmen zumindest ein Teil der Risikoträgerschaft via Preisregulierung zugewiesen werden, indem die Anlagen, die nicht „used-and-useful“ sind, aus der Kapitalbasis der Renditeregulierungsregel genommen werden.⁷⁰

Das Gericht hält somit eine Änderung der Regulierungskonzeption von der traditionellen Renditeregulierung zu einer modifizierten Renditeregulierung zwar grundsätzlich für verfassungskonform und zulässig. Aus institutionenökonomischer Perspektive erkennt das Gericht also im Grundsatz an, daß es sich bei einem Regulierungsvertrag um einen unvollständigen Vertrag handelt, der von der Regulierungskommission ausgelegt werden kann. Es erachtet allerdings in dem konkreten Fall als kompensierende Maßnahme eine Erhöhung der erlaubten Rendite als notwendig.⁷¹ Ansonsten würde das Unternehmen einem zusätzlichen und bisher nicht vorhandenen Risiko, dem Regulierungsrisiko, entschädigungslos ausgesetzt; diese einseitig verordnete

hatte — der bisherigen Praxis folgend — die Überwälzung der Kosten für vier abgebrochene Kernkraftwerksprojekte auf die Stromendpreise genehmigt. Mit dieser Revision der Entscheidung der bundesstaatlichen Regulierungskommission war die Duquesne-Entscheidung eine höchstrichterliche Bestätigung des derzeit bereits in zahlreichen Bundesstaaten zu beobachtenden Wandels der Regulierungskonzeptionen: Wurde ursprünglich von Investitionen nur verlangt, daß diese „prudent“, das heißt in diesem Zusammenhang betriebswirtschaftlich rational unter Berücksichtigung der Priorität der Versorgungssicherheit sein mußten, konnte die Aufnahme derartiger Investitionen in die Kapitalbasis aufgrund einzelstaatlicher Bestimmungen nunmehr rechtlich eindeutig versagt werden. Vgl. zu einem Überblick zum Duquesne-Urteil Phillips (1993; insbesondere 409) und die Kontroverse zwischen Kolbe und Tye (1992b) sowie Pierce (1992). Vgl. zur Thematik des Regulierungsrisikos mit Bezug auf die Spezifika der Stromwirtschaftsregulierung: Badger (1992), Kolbe und Tye (1992a); ausführlich Kolbe et al. (1993); Lyon (1995) und Joskow (1991).

⁷⁰ Faktisch wurde durch diese Entscheidung die ohnehin in vielen Bundesstaaten schon eingeleitete Umkehr vom traditionellen Konzept der Renditeregulierung hin zu einer modifizierten Renditeregulierung höchstrichterlich unterstützt. In der Literatur firmiert diese neuere Regulierungsmethode in Abgrenzung zur traditionellen Renditeregulierung auch unter dem Begriff der „used-and-useful rate-of-return regulation“ (Gilbert und Newbery 1988).

⁷¹ Beachtet werden muß, daß es sich hierbei um die erwartete Rendite bei der Ex-ante-Festlegung der Preise für eine neue Regulierungsperiode handelt.

Verschlechterung der Position des Regulierten wäre mit dem (impliziten) Regulierungsvertrag nicht vereinbar.^{72:73}

Die Duquesne-Entscheidung grenzte den diskretionären Entscheidungsspielraum des Gesetzgebers und des Regulierers deutlich ein. Dies steht im Einklang mit der in dieser Arbeit betonten Notwendigkeit einer glaubwürdigen Verpflichtung des Regulierers, einen explizit oder implizit geschlossenen Regulierungsvertrag einzuhalten. Konkret: Wenn der Regulierungsvertrag die Zusicherung einer „fairen“ Rendite zusagt, sollte der Status quo im Regelfall nicht einfach durch eine Entscheidung des Regulierers konterkariert werden können. Zwar ist eine einseitige Änderung des Vertrags oder der Vertragsauslegung durch den staatlichen Regulierer denkbar und im Einzelfall eine effiziente Maßnahme, muß dann allerdings unter Umständen durch kompensierende Maßnahmen abgesichert werden.

Andernfalls muß vermutet werden, daß derartiges Verhalten zwar insbesondere kurzfristig die Preise senkt, langfristig jedoch c.p. die Preise erhöht und die Effizienz der öffentlichen Regulierung als spezielle Form einer hybriden Koordinierungsstruktur senkt.⁷⁴ Dieses Prinzip, an dem sich Regulierungsentscheidungen orientieren sollten, entspricht der oben (Abschnitt C.II) skizzierten Anforderung an die Glaubwürdigkeit von Verpflichtungen.

⁷² Das Gericht stellte diesbezüglich klar, daß die Senkung der Kapitalbasis durch Nichtanerkennung des „used and useful“-Status nicht zu einer willkürlichen Herabsetzung der erlaubten Preise führen darf: „Consequently, a State's decision to arbitrarily switch back and forth between methodologies in a way which required investors to bear the risk of bad investments at some times while denying them the benefit of good investments at others would raise serious constitutional questions.“ (488 U.S. 299, 315).

⁷³ Vgl. Joskow und Schmalensee (1986: insbesondere 12). Sie charakterisieren die damalige Sicht der U.S.-Versorgungsunternehmen bezüglich der Konsequenzen der Abkennungen des „used and useful“-Status anschaulich als „Kopf-ich verliere und Zahl-Du gewinnst“-Situation, die ganz offensichtlich gegen die Duquesne-Entscheidung verstößt. Vgl. auch bereits Joskow (1974) und Joskow und MacAvoy (1975). Vgl. kritisch Lyon (1991).

⁷⁴ Die Entscheidung kann darüber hinaus als Indiz dafür dienen, daß rechtliche Gründe dafür sprechen können, Änderungen der Regulierungsregimes auf ihre Auswirkungen auf die Unternehmensgewinne zu überprüfen. Diese Frage ist an dieser Stelle von nachgeordneter Bedeutung, wird allerdings bei der Untersuchung der Reformoptionen für die deutsche Stromwirtschaft wieder aufgegriffen.

b) *Regulierungspolitische Aspekte: Der „used-and-useful“-Maßstab und die partielle Deregulierung der Stromerzeugung*

Das Prinzip der notwendigen Glaubwürdigkeit des Regulierers ist gerade im Stromsektor mit seinen spezifischen technischen Bedingungen von Bedeutung, wie anhand der Erfahrungen in den Vereinigten Staaten deutlich gemacht werden kann. Dort bekam das Modell des regulierten integrierten Gebietsmonopols in den siebziger Jahren in der Folge der ersten Ölpreiskrise erste Risse (vgl. Kumkar 1997: 95 f.; 1996c: 6 f.). Sowohl die Versorgungsunternehmen als auch die Regulierungsinstanzen waren auf die Folgen der ersten Ölpreiskrise nur schlecht vorbereitet: Die steigenden Primärenergiepreise führten via Preisregulierung erstmals zu real steigenden Strompreisen. Die Nachfragezuwächse gingen sowohl rezessions- als auch preisbedingt zurück, während sich die Erwartungen der Erzeugungskapazitäten zunächst weiter an dem traditionellen Wachstum der Nachfrage — Verdoppelung alle zehn Jahre — orientierten. Selbst die umfangreichen Stornierungen insbesondere von Kernkraftwerksneubauten reichten nicht, um kostenträchtige Überkapazitäten zu vermeiden.⁷⁵ Der bestehende Regulierungsvertrag wurde einer extremen, noch nicht dagewesenen, Situation ausgesetzt.

Als Reaktionen auf die unerwarteten konjunkturellen und preislichen Entwicklungen begannen einzelne Regulierungsinstanzen, Kostensteigerungen nicht mehr direkt auf die Endverbraucherpreise überwälzen zu lassen.⁷⁶ Die Aberkennung des „used-and-useful“-Status von Investitionen führte im Einzelfall zu erheblichen Schmälerungen der Unternehmensgewinne.⁷⁷ Einzelne Versorgungsunternehmen mußten Konkurs anmelden — ein Ereignis,

⁷⁵ Vgl. Fort und Hallagan (1995: 192 f.); Rothwell (1992: 66).

⁷⁶ Im Prinzip hätten die Preise unter der traditionellen Renditeregulierung aus zwei Gründen steigen müssen: Erstens, um die gestiegenen variablen Kosten der Stromerzeugung zu reflektieren; zweites aufgrund der geringeren Nachfrage, die c.p. die Preise wegen der Umlage der unveränderten oder sogar gestiegenen Kapitalkosten erhöhte.

⁷⁷ Die Anteilseigner konnten nicht mehr wie in der Vergangenheit sicher sein, sichere Dividenden zu erhalten. Bis zur ersten Ölpreiskrise führten technologische Entwicklungen dazu, daß die realen Strompreise stetig sanken, die realisierte Stromnachfrage sich alle zehn Jahre verdoppelte und die Aktionäre der Versorgungsunternehmen zufrieden mit den ihnen zufließenden Dividenden sein konnten. Vgl. Joskow (1974; 1987).

das in der U.S.-Stromwirtschaft seit den dreißiger Jahren nicht mehr beobachtet wurde.⁷⁸

Diese Entwicklungen stellen ein markantes Beispiel für das Problem des Raubüberfalls durch den Regulierer dar (ähnlich Joskow 1991: 69). Langfristig ist ein solches Verhalten der Regulierer ohne kompensierende Erhöhung der erwarteten erlaubten Rendite nicht tragfähig: Die Unternehmen werden kaum bereit sein, ihren Teil des Regulierungsvertrags zu erfüllen und ausreichend in Anlagen zur Stromerzeugung und/oder für den Stromtransport zu investieren. Tatsächlich zeichnete sich in einigen U.S.-Bundesstaaten in den achtziger Jahren die Tendenz zu einem umgekehrten Averch-Johnson-Effekts ab (Kumkar 1996c: 7). Es wurden Befürchtungen laut, langfristig könnte sich das Bild der Überkapazitäten im Bereich der Kraftwerke in ein Bild der Unterkapazitäten wandeln.⁷⁹ Als Wege aus diesem Dilemma — auf der einen Seite Ex-post-Aberkennung von Investitionsausgaben zur Begrenzung von Strompreissteigerungen, auf der anderen Seite die mögliche Gefahr von Versorgungsengepässen — boten sich zwei Möglichkeiten an: Entweder wird das totale Investitionsrisiko durch aktive Regulierung wieder symmetrischer ausgestaltet, das heißt, den Unternehmen wird beispielsweise bei unerwarteten Nachfrageerhöhungen oder ex post überdurchschnittlich guten Investitionen ein großer Teil der Zusatzgewinne „überlassen“ und hierdurch die erwartete erlaubte Rendite erhöht, oder aber die Stromerzeugung wird zu weiten Teilen dem Wettbewerb ausgesetzt und die Risikoallokation stärker dem Markt überlassen.

Der erste Weg hätte eine grundsätzliche Neuausrichtung der einzelstaatlichen Regulierungsverfahren verlangt, die entweder die Praxis der Ex-post-Aberkennung von Investitionsausgaben beseitigt oder aber übernormale Gewinne bei ex post richtigen Investitionen erlaubt hätte. Der zweite Weg, der tatsächlich gewählt wurde, die wettbewerbspolitische Etablierung von Durchleitungsrechten und die Liberalisierung der Stromerzeugung, entließ weite Teile der Stromwirtschaft, namentlich bestimmte Kategorien der Stromerzeugung, aus der bisherigen Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierungskommissionen. Diese Entwicklung stellte damit auch einen Schritt zu einer grundsätzlichen Reallokation von Investitionsrisiken dar:

⁷⁸ Die Summe der derart aberkannten Investitionskosten addierten sich bis Ende der achtziger Jahre auf über 10 Mrd. \$. Vgl. OTA (1995: 200) und Mead et al. (1989: 51).

⁷⁹ Vgl. Kolbe et al. (1993: 126); Heimann (1991: 3); Goldberg (1991: 101), Joskow (1991: 69 Fn. 12), Lyon (1991; 1995).

Trugen bisher die Stromnachfrager grundsätzlich das Risiko von Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung, wurde jetzt das Risiko stärker den Stromerzeugern zugewiesen. Diese hatten allerdings in dem ermöglichten Wettbewerb in der Stromerzeugung auch die Chancen, überdurchschnittliche Gewinne bei ex post richtigen Investitionen zu realisieren. Die Zuweisung der residualen Erträge war offensichtlich glaubwürdig durch die im Gesetz vorgesehene Deregulierung abgesichert, wie die enormen Zuwachsraten der unabhängigen Stromerzeugung verdeutlichen (Kumkar 1997).

Es ist in diesem Zusammenhang auch von Interesse, daß das Gesetz, das die Deregulierung bestimmter Teile der Stromerzeugung festschrieb, ein Bundesgesetz war (der Energy Policy Act von 1992). Dies ist deswegen von Interesse, da bislang die Stromerzeugung der fast vollständigen Regulierungskompetenz der Bundesstaaten unterlag, nicht der Regulierungskompetenz des Bundes.⁸⁰ Aus institutionenökonomischer Perspektive kann dies eine effiziente Lösung des Glaubwürdigkeitsproblems einzelner Bundesstaaten gewesen sein, deren Politik in den Jahren nach der Ölpreiskrise von zahlreichen (auch akademischen) Beobachtern als opportunistisch bezeichnet wurde, deren Reputation also stark gelitten haben dürfte.

4. Fazit

Bei der Untersuchung der beiden idealtypischen Regulierungsregeln zeigte sich, daß keine in dem Sinne „ideal“ ist, daß eine der beiden Regeln eindeutig und unabhängig von den Charakteristika des betreffenden Sektors die

⁸⁰ Im föderalen System der Vereinigten Staaten besitzen sowohl Bundes- als auch Staatsorgane Regulierungskompetenzen im Bereich der Stromversorgung: Die Bundesinstanzen sind primär für die Regulierung des Großhandels mit Strom zuständig, während die Einzelstaaten den Verkauf von Strom an Endverbraucher, also den Einzelhandel mit Strom regulieren. Die partielle Deregulierung der Erzeugung durch den Energy Policy Act wurde dadurch ermöglicht, daß eine neue Kategorie von Stromerzeugern gesetzlich definiert wurde (die sogenannten Exempted Wholesale Generators), deren Strom allein auf dem Großhandelsmarkt direkt verkauft werden durfte. Die einzelstaatlichen Regulierer haben das Entstehen dieser unabhängigen Erzeuger nicht verhindern können — oder wollten es nicht. Da diese unabhängigen Erzeuger ihren Strom an die weiterhin gebietsmonopolistischen Stromunternehmen verkauften, gingen die hierzu ausgehandelten und von der Bundesregulierungsbehörde eher mit leichter Hand genehmigten Strompreise als Datum (vergleichbar den Primärenergiepreisen) in die nachgeordnete Regulierung durch die einzelstaatlichen Regulierer ein (vgl. Kumkar 1997).

Kosten der Regulierung minimiert. Darüber hinaus zeigte sich, daß die Wahl der jeweils optimalen Regulierungsregel in starkem Maße nicht nur von den technischen Charakteristiken, sondern sehr stark auch von dem institutionellen Umfeld abhängt, in dem der Regulierer und die regulierten Unternehmen agieren.

Die Untersuchung der zugrundeliegenden Trade-offs läßt folgende vorsichtige Aussagen zu: Die optimale Regulierungsregel wird bei gegebenem institutionellen Umfeld in der Regel zwischen den beiden Randlösungen der reinen Preisgrenzenregulierung und der reinen Renditeregulierung liegen. Die Preisgrenzenregulierung scheint tendenziell insbesondere bei geringen exogen bedingten, von Unternehmensentscheidungen unabhängigen Unsicherheit des Regulierers, als eine empfehlenswerte Regulierung. Mit steigender exogen bedingter Unsicherheit sollte c.p. die Anbindung der regulierten Preise an die aktuellen Kosten zunehmen, das heißt die Regulierungsregel näher an das Konzept einer Renditeregulierung angelehnt werden. Liegen die Unsicherheiten dagegen zum überwiegenden Teil darin, daß der Regulierer über geringe Informationen über die endogen vom Unternehmen beeinflussten Kostenveränderungen verfügt, kommt eher wieder ein stärker am Konzept der Preisgrenzenregulierung orientierte Regulierungsregel in Frage.

Ferner wurde gezeigt, daß die für den betroffenen Sektor und Regulierungsbereich optimale Regulierungsregel nicht unabhängig von den politischen, administrativen und rechtlichen Rahmenbedingungen, denen die Beziehungen zwischen den regulierten Unternehmen, dem Regulierer und den Nachfragern unterliegen, bestimmt werden kann. Die Untersuchung der Glaubwürdigkeitsprobleme seitens des öffentlichen Regulierers ergänzt damit die obigen Trade-offs um einen weiteren: Tendenziell sollte die Regulierung eher näher an der Renditeregulierung liegen, wenn der Regulierer erhebliche Probleme hat, sich glaubwürdig zur Einhaltung einer konkreten Regulierungsregel zu verpflichten. Im Extremfall scheint die durch eine strikte Renditeregulierungsregel gegebene Sicherheit für das regulierte Unternehmen die einzige Möglichkeit zu sein, Mindestanreize für Investitionen zu setzen. Dies deutet darauf hin, daß der diskretionäre Entscheidungsspielraum, den das Konzept der Preisgrenzenregulierung für den Regulierer vorsieht, eine zweischneidige Sache sein kann, wenn das regulierte Unternehmen befürchten muß, zu Beginn der nächsten Regulierungsperiode seiner Quasirenten vollständig beraubt zu werden.

Aus den vorstehenden Ergebnissen kann gefolgert werden, daß für den Stromsektor und insbesondere für die Stufe des Stromtransports angesichts der extrem hohen Kapitalbindungsdauer und der Bedeutung der Transportanlagen für die Gesamteffizienz des Stromsektors vor allem darauf geachtet werden muß, daß Gefahren der zu geringen Investitionen vermieden werden müssen. Dies bedingt wiederum den vorläufigen Schluß, daß die Regulierung insgesamt eher näher an einer Renditeregulierungsregel, als an einer Preisgrenzenregulierung angesiedelt sein muß. Dies kann zum Beispiel dadurch umgesetzt werden, daß zwar für bestimmte Intervalle eine Preisgrenze festgelegt wird; allerdings dann hierzu komplementär der diskretionäre Entscheidungsspielraum des Regulierers zur Festlegung von Startwerten für neue Regulierungsperioden erheblich eingeschränkt werden. Ist diese Einschränkung für den Regulierer selbst aus Glaubwürdigkeitsgründen nicht möglich oder mit zu hohen Transaktionskosten verbunden, so scheint die gesetzliche Bindung des Regulierers eine sinnvolle Lösung zu bieten.

C. Preisstrukturregulierung: Stromtransport als heterogenes Produkt

Bei der regulierungsökonomischen Untersuchung der Stromwirtschaft wird im folgenden der Umstand berücksichtigt, daß es sich bei den meisten Produkten des Stromsektors um heterogene Güter handelt. Zurückzuführen ist dies auf den Umstand, daß das Endprodukt Strom hinsichtlich Ort und Zeit mit unterschiedlichen Kosten und Nutzen verbunden ist.

Dies hat Implikationen für effiziente Preise im Fall eines (partiell oder vollständig) desintegrierten Stromsystems; dies hat auch Implikationen für gesamtwirtschaftlich effiziente Ankaufs- und Verkaufspreise eines vertikal integrierten Stromunternehmens. Im ersten Fall bedingt dies, daß die optimalen Transportpreise regional und zeitlich differenziert sein werden, im zweiten Fall, daß sich diese regionale und zeitliche Differenzierung beispielsweise in den optimalen Ankaufspreisen für von unabhängigen Unternehmen erzeugten Strommengen niederschlagen werden.

Die damit gestellte Frage, woran sich die optimalen Preisstrukturen orientieren sollten, ist Gegenstand dieses Abschnitts. Dabei wird als Optimierungsziel zunächst die Identifikation der produktionstechnischen („first-best“-)Bedingungen für einen optimalen Systembetrieb zugrunde gelegt und die Analyse dann sukzessive um Unsicherheitsaspekte erweitert. Anschlie-

hend werden einige Gesichtspunkte der Systemplanung berücksichtigt, das heißt, es wird danach gefragt, unter welchen Bedingungen ein optimaler räumlicher Ausbau der Transportanlagen durch das entwickelte Konzept kurzfristiger Transportpreise induziert werden kann.⁸¹

1. Die theoretische Richtschnur: Das Konzept der nodalen Preise und dessen Implikationen für optimale Transportpreise

Die Betrachtung konzentriert sich im folgenden auf die Ableitung der zentralen Charakteristika optimaler Preisstrukturen für den Stromtransport.⁸² Ferner wird zunächst — und dies ist eine kritische Annahme unter Regulierungsaspekten, auf deren Lockerung im Anschluß eingegangen wird — von

⁸¹ Die in der Literatur insbesondere für Fragen der Telekommunikationsregulierung intensiv geführte Debatte um Zugangpreise für die Nutzung fremder Anlagen ist für die hier durchzuführende Diskussion um optimale Stromtransportpreise leider nur von sehr eingeschränktem Erkenntniswert. Die Theorie um das sogenannte „interconnection pricing“ (Überblick in BTCE 1995; 1997) unterstellt zumeist eine Marktstruktur, in der ein dominanter Anbieter existiert und ein oder wenige unabhängige Netzanbieter ihre Netzanlagen mit dem dominanten Anbieter koppeln wollen. Die Fragestellung bei der Transportbepreisung unterscheidet sich im Stromsektor erheblich: Zum einen ist die Zahl der aktuellen und potentiellen Konkurrenten ungleich größer. Zum anderen konkurrieren sowohl mehrere Anlageneigentümer als auch mehrere Anbieter, die über keinerlei eigene Transportanlagen verfügen, im Verkauf von Strom zumindest potentiell, nicht in der Bereitstellung komplexer Transportdienstleistungen (allerdings unter Umständen bei der Bereitstellung einzelner Anlagen in größeren Netzen, vgl. unten Abschnitt II.C.3) Die Marktstruktur ist insofern weitaus komplexer. Zum anderen unterscheiden sich die technischen Bedingungen auf der Stufe erheblich: Die Gefahr der Externalitäten ist im Stromsektor ungleich höher als in der Telekommunikationsindustrie, in der die Nutzung der einzelnen Anlagen eindeutig rival ist, während im Stromtransport die tatsächliche Nutzung der Anlagen via Kirchhoffsche Gesetze teilweise rival, teilweise komplementär ist. Vgl. zu methodologischen Problemen der formalen Modelle zur Ableitung optimaler „interconnection pricing“-Regeln auch Fn. 28.

⁸² Auch wenn die konkrete Frage etwa bei einem Alleinabnehmermodell nach einem optimalen Preisvektor von Einspeisungspreisen in das Netz integrierter Unternehmen lautet, stellen sich unter Vernachlässigung von Transaktionskosten (und damit von Anreizproblemen) exakt die selben Fragen wie bei der Suche nach optimalen Transportpreisen: Transportpreise sind unter den in diesem Unterabschnitt getroffenen Annahmen, wie sich im weiteren zeigen wird, nichts anderes als die Differenz zwischen regional und zeitlich differenzierten Einspeisungs- und Entnahmepreisen.

Transaktionskosten und damit von Anreizproblemen abstrahiert. Die Ermittlung der Bedingungen für den optimalen Systembetrieb und der optimalen Preisvektoren wird per Annahme von einem Systembetreiber durchgeführt.⁸³ Das Gewicht liegt auf der Ermittlung einer optimalen Transportnetznutzung, das heißt der räumlichen Struktur der Stromerzeugung und -entnahme, nicht auf der Ermittlung einer optimalen Erzeugungsstruktur bezüglich der detaillierten Kostencharakteristiken einzelner Kraftwerke. Die folgenden Ausführungen zielen darauf ab, die theoretische Richtschnur für Transportpreisstrukturen zu entwickeln. In den folgenden Abschnitten wird dann auf einige Komplikationen eingegangen, die sich aus dem Vorliegen positiver Transaktionskosten und unvollständiger Informationen ergeben.

Zunächst werden die kurzfristigen Kosten betrachtet und hierbei die Grenztransportkosten untersucht. Die Bestimmung der optimalen Grenztransportkosten kann anhand eines Beispiels verdeutlicht werden, das von der Annahme eines gegebenen optimalen Kraftwerkseinsatzplan ausgeht.⁸⁴ Nimmt man an, daß am Knoten („node“, Ort)⁸⁵ A ein Einspeiser Grenzerzeugungskosten von 5 Pf./kWh und am Knoten B ein anderer Einspeiser Grenzerzeugungskosten von 8 Pf./kWh aufweist, dann betragen die impliziten Grenzkosten (definiert als Differenz der regionalen Grenzerzeugungskosten) des Transports auf dem Pfad (der Leitung) \overline{AB} : 3 Pf./kWh.⁸⁶ Der vom Systembetreiber ermittelte Kraftwerkseinsatzplan ist nur dann optimal, wenn diese impliziten Grenzkosten gleich den tatsächlichen Grenztransportkosten sind. Denn wenn die wahren Grenztransportkosten niedriger liegen würden,

⁸³ Dieser Systembetreiber kann grundsätzlich wegen der angenommenen Informationssymmetrie (alle Akteure verfügen über die selben, vollständigen Informationen) identisch mit einem dominanten Transportunternehmen, einem unabhängigen Systembetreiber ISO, dem Regulierer oder irgendeiner anderen Institution sein.

⁸⁴ Abstrahiert wird von technischen Restriktionen der Kraftwerke, insbesondere von Unteilbarkeitsrestriktionen. Vgl. zum folgenden ausführlicher Schewpe et al. (1988) und Hogan (1992), Wood und Wollenberg (1996).

⁸⁵ Im folgenden wird, der Literatur folgend, der Begriff des Knoten (node) für den Ort einer Einspeisung und/oder Entnahme beziehungsweise einer Kombination mehrerer Einspeisungen- und/Entnahmen verwandt. Interpretierbar sind Knoten als direkte Anschlußstellen von Kraftwerken sowie Verbrauchern sowie als Verbindungsstellen mit anderen Transportnetzen, insbesondere mit nachgelagerten Verteilungsnetzen.

⁸⁶ Wie in Kapitel B bereits deutlich wurde, sind die Grenznetzverluste von der Richtung eines Grenztransports abhängig. Dies wird in der hier verwandten Notation derart berücksichtigt, daß der Pfad \overline{AB} eines Stromflusses von A nach B vom Fall der umgekehrten Stromflußrichtung von B nach A unterschieden werden kann, der als Pfad \overline{BA} bezeichnet wird.

etwa weil Netzengpässe nicht bindend wären und die Netzverluste unter 3 Pf./kWh liegen, dann wäre es wirtschaftlich, die Einspeisung am Knoten A zu erhöhen und am Knoten B zu verringern. Wenn die tatsächlichen Grenztransportkosten (etwa weil Netzengpässe bindend sind) über diesen impliziten Grenztransportkosten liegen würden, wäre eine Senkung am Knoten A und eine Erhöhung der Einspeisung am Knoten B wirtschaftlich. Die Aussage dieses Beispiels läßt sich zu einer ersten Regel verallgemeinern:

Regel 1: Bei einem optimalen Kraftwerkseinsatzplan in einem Stromsystem orientieren sich die kurzfristigen Grenztransportkosten zwischen den Orten A und B an der Differenz zwischen den Grenzerzeugungskosten an diesen Orten A und B.

Diese Regel liegt hinter den komplexen Lastflußmodellen, die einen optimalen Kraftwerkseinsatzplan für ein Stromsystem ermitteln und die insbesondere auf den grundlegenden Arbeiten einer Forschergruppe um Fred Schweppe am Massachusetts Institute of Technology (MIT) zur Theorie optimaler Spotpreise für Strom basieren (Schweppe et al. 1988).⁸⁷

Einige wesentliche Implikationen und Anwendungen dieser generellen Regel werden im folgenden anhand des Modells eines sehr einfachen Stromsystems verdeutlicht (Schaubild 1).⁸⁸ Das Modell beinhaltet drei Knoten: An den Knoten A und B sind Erzeuger (Einspeiser) lokalisiert. Am Knoten C sind Nachfrager angesiedelt, deren preisunelastische Nachfrage exogen gegeben sei. Der optimale Preis (nodale Preis) am Knoten A sei auf 1 normiert, die exogene Nachfrage (Last) an Ort C soll 1 200 W betragen.⁸⁹ Die Ohm-

⁸⁷ Schweppe et al. verwenden in ihren Arbeiten den Begriff der optimalen Spotpreise. In der vorliegenden Arbeit wird anstelle dessen Hogan folgend der Begriff der nodalen Preise verwendet, um die hier zentrale Orientierung auf die räumliche Struktur der Strompreise zu verdeutlichen.

⁸⁸ Vgl. Hogan (1992; 1993b). Die Darstellung ist aus Berechnungsgründen auf den etwas einfacheren Gleichstromfall als Approximation des realistischeren Wechselstromfalls begrenzt.

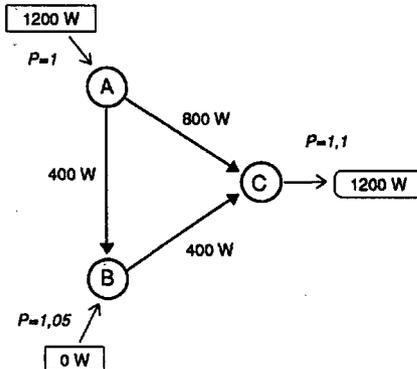
⁸⁹ Von den Gesamtverlusten wird zur Vereinfachung — unter den gemachten Annahmen ohne Verlust an Aussagekraft — abstrahiert. Diese Annahme kann zum Beispiel so interpretiert werden, daß der Systembetreiber für den Ausgleich der Netzverluste verantwortlich ist und dieser Verantwortung durch eigene Einspeisungen oder durch Ankauf zusätzlicher Strommengen auf eigene Rechnung nachkommt (auf die Frage der Finanzierung dieser Strommengen wird unten eingegangen). Die explizite Berücksichtigung der Gesamtverluste würde das Beispiel derart modifizieren, daß die Summe der Einspeisungen an den Knoten A und B die Entnahmen an C übersteigen.

schen Widerstände der Pfade und \overline{AB} , \overline{BC} und \overline{AC} seien identisch. Die Verluste bestimmen sich nach der Formel $Verluste = I^2 R$ mit I als Stromstärke (in A=Ampere), U als Spannung (in V=Volt) und R (in Ω =Ohm beziehungsweise V/A) als Widerstand der Leitung. Dann sind die Grenztransportverlustkosten bestimmt durch den Ausdruck $Grenzverluste = 2IR$. Sie sind linear in der transportierten Strommenge, weil bei gegebener Spannung die Strommenge direkt eins zu eins mit der Stromstärke korreliert.

Die Betrachtung soll zunächst auf die Netzverluste als erste der beiden Bestimmungsfaktoren der Grenztransportkosten beschränkt werden. Es sei angenommen, daß im Optimum nur am Knoten A eingespeist wird.⁹⁰ Aus den Kirchhoffschen Gesetzen folgt dann, daß der Transport von A nach C teilweise über den Pfad \overline{ABC} und teilweise über den Pfad \overline{AC} abgewickelt wird. Da der Pfad \overline{ABC} die doppelte Länge und damit den doppelten Widerstand des Pfades \overline{AC} aufweist, beträgt der Fluß über den Pfad \overline{ABC} 400 MW, 50 vH des Stromflusses über den Pfad \overline{AC} in der Höhe von 800 MW. In Schaubild 1 sei als optimaler Knotenpreis am Knoten C ein Preis von 1,1 ermittelt (das heißt, die Grenzverlustkosten auf dem Pfad \overline{AC} betragen 0,1=10 vH). Als Preis am Knoten B ergibt sich ein Wert von 1,05, da die Grenzverlustkosten auf den Pfaden \overline{AB} , \overline{BC} jeweils 0,5=5 vH betragen.

⁹⁰ Einspeiser B hat prohibitiv hohe Grenzerzeugungskosten und verfügt beispielsweise über ein relativ teures Gasturbinen(Spitzenlast-)kraftwerk, während A ein GuD-Kraftwerk sein könnte.

Schaubild 1 — 3-Knoten-Modell zur Ableitung optimaler Transportpreise aus den Grenzverlusten, Nachfrage=1 200 W



Aus dem Beispiel folgt:

- Im („first-best“-)Betriebsoptimum eines Stromsystems sind die Entscheidungen über den regionalen Vektor der Einspeisungsmengen abhängig vom Ausbaustand aller miteinander verbundenen Transportanlagen (vgl. Kapitel B).
- Gekoppelte Systeme weisen gegenüber einfacheren Systemen technische Vorteile auf: Trennt man gedanklich diejenigen Leitungen vom System, die die Pfade \overline{AB} oder \overline{BC} bilden, steigen die Transportverluste erheblich, obgleich die „Direktverbindung“ zwischen A und C weiterhin in Betrieb ist. Nunmehr müßten die am Knoten C angeforderten 1 200W vollständig über den Pfad AC transportiert werden, die Gesamtverluste würden aufgrund der mit der Höhe des Stromflusses steigenden Grenzverlusten erheblich (um 50 vH) steigen.⁹¹
- Bei einem optimalen Kraftwerkseinsatzplan für die Kraftwerke eines dominanten Erzeugers (unter Umständen in Institutionenunion mit dem Systembetreiber) können (annähernd) optimale Transportpreise abgelei-

⁹¹ Aus den Kirchhoffschen Gesetzen folgt, daß die Koppelung der beiden Pfade \overline{ABC} und \overline{AC} den Gesamtwiderstand des Gesamtsystems für Durchleitungen von A nach C senkt, da die Beziehung $1/R^{gesamt} = 1/R^{AC} + 1/R^{ABC}$ gilt.

tet werden. Wenn es für den Systembetreiber möglich ist, regional differenzierte optimale Preise für die Einspeisungen mehrerer Kraftwerke eines dominanten Eigentümers (des integrierten Transportunternehmens) zu ermitteln, können diese nodalen Preise zur Ermittlung von Durchleitungspreisen für unabhängige Erzeuger verwandt werden.⁹² In ähnlicher Weise könnten diese optimalen Preise vom Systembetreiber dafür verwandt werden, optimale Ankaufpreise für unabhängigen Strom zu ermitteln, wenn der eingespeiste Strom vom unabhängigen Erzeuger nicht an Endkunden, sondern zum Beispiel an das dominante Unternehmen verkauft werden soll.⁹³

Um zu klären, ob diese Aussagen auch gelten, wenn bindende Netzengpässe vorliegen, muß das 3-Knoten-Beispiel um Netzengpässe erweitert werden (Schaubild 2). Es sei angenommen, daß sich die Nachfragehöhe gegenüber dem ersten unrestringierten Fall (Schaubild 1) an Ort C auf 2 400 verdoppelt. Falls keine bindenden Engpässe vorliegen, würden sich die Stromflüsse über \overline{AC} und \overline{ABC} wiederum derart bilden, daß der Stromfluß über \overline{AC} doppelt so hoch ist wie der über den Pfad \overline{ABC} . Nehmen wir aber an, daß die Leitung AC bei 800W restringiert ist, das heißt der maximale Stromfluß über diese Leitungen aus technischen Gründen nicht über 800 W betragen darf. Für diesen Fall zeigt Schaubild 2 das Ergebnis der (technisch restringierten) „first-best“-Kraftwerkseinsatzplanung.

Wie ist dieses Ergebnis zu erklären? Der Netzengpaß ist dafür verantwortlich, daß das Kraftwerk am Knoten A vollständig heruntergefahren werden muß. Die gesamte Strommenge muß vom ungünstigen Kraftwerk am Knoten B eingespeist werden. Dessen Grenzkosten betragen annahmegemäß 1,1. Die Grenzverlustkosten auf dem Pfad \overline{AC} betragen weiterhin 0,1, da

⁹² Ausgehend von dem skizzierten optimalen Lastfluß des Beispiels ergeben sich Transportpreise von 0,1 für einen Transport von A nach C und von jeweils 0,05 von A nach B und B nach C. Ferner ergibt sich als optimaler Transportpreis auf dem Pfad BA ein negativer Wert von -0,05 (Preise immer bezogen auf den standardisierten Preis von 1 am Ort A). Im Beispiel könnte der unabhängige Erzeuger am Ort B angesiedelt sein. Falls seine relevanten Grenzkosten unter 1,05 liegen und der Preis von 1 am Ort A auch für ihn zu erzielen ist, wird er seine Erzeugung erhöhen (beziehungsweise anfahren), wenn Fixkosten vernachlässigt werden können.

⁹³ Dieser Ansatz ließe sich zum Beispiel für die Ermittlung effizienter Ankaufpreise nach einem diesbezüglich modifizierten Stromeinspeisungsgesetz verwenden. Dieser Ansatz kann auch zur Ermittlung der Preise in einem Alleinabnehmermodell dienen, das in der Grundform den zentralisierten Ankauf unabhängigen Stroms durch eine einzige Institution vorsieht.

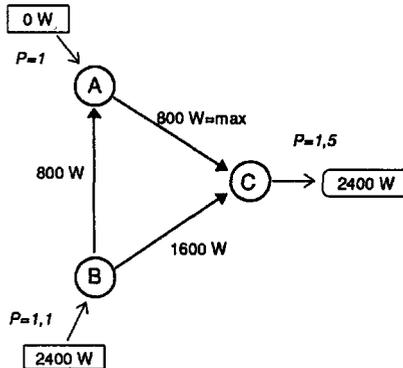
sich im Optimum die über diese Leitung transportierte Strommenge gegenüber dem obigen Fall ohne Netzengpaß nicht verändert hat. Wenn das so ist, dann müssen auch die Grenzverlustkosten auf dem Pfad \overline{BA} den Wert 0,1 aufweisen. Damit kann ein fiktiver Preis am Knoten B (ohne Berücksichtigung der Engpässe) von 0,9 ermittelt werden, der als unrestringierter nodaler Preis bezeichnet sei. Weiterhin gilt, daß die Grenzverlustkosten auf der Leitung \overline{BC} gleich $0,1+0,1=0,2$ sein müssen, da die Geltung der Kirchhoffschen Gesetze dafür sorgt, daß die Grenzverluste auf den Pfaden \overline{BAC} und \overline{BC} den gleichen Wert annehmen.⁹⁴

Der nodale Preis am Knoten B beträgt 1,1 und wird durch die dortigen Grenzerzeugungskosten vorgegeben. Die Herleitung des nodalen Preises am Knoten C ist in der Realität komplex, er kann aber bei dem gewählten Beispiel recht einfach bestimmt werden.⁹⁵ Hierzu sei die Wirkung einer Senkung der Nachfrage am Knoten C um 1 W betrachtet. Dies führt dazu, daß die Einspeisung=Erzeugung am Knoten B um 1 W vermindert werden kann. Weiter kann die Erzeugung an B um zusätzliche 1 W gesenkt werden und durch eine Einspeisung von 1 W am Knoten A ersetzt werden. Die Stromflüsse ergeben sich in diesem Fall für den Pfad \overline{AC} als 800 W, für \overline{BA} : 799 und für \overline{BC} : 1599. Am Knoten A wird 1 W eingespeist, an B 2 398. An Knoten 3 werden 2 399 entnommen.

⁹⁴ Anders interpretiert, gilt im unterstellten Gleichstromfall, daß (da die Stromflüsse auf der Leitung BC doppelt so hoch sind wie die Flüsse auf den Leitungen AC oder BA) die Grenzverluste auf der Leitung BC doppelt so hoch sein müssen wie auf den einzelnen Leitungen AC oder BA.

⁹⁵ Vgl. für eine ausführlichere Diskussion der Methodik zur Ermittlung optimaler nodaler Preise bei Vorliegen von Engpässen, bei der interaktive Optimierungsverfahren verwendet werden, Schweppe et al. (1988: insbesondere 320–325).

Schaubild 2 — Modell zur Ableitung optimaler Transportpreise unter Berücksichtigung von Netzengpässen, Nachfrage=2 400 W, Leitung AC ist bei 800 W restringiert



Die Reduktion der Erzeugung an Knoten B senkt die Systemerzeugungskosten um 2,2 ($2 \times 1,1$). Die Erhöhung an A führt zu einem Anstieg der Systemerzeugungskosten um 1. Die Reduktion der Lastflüsse auf \overline{BC} führt zu einer Senkung der Netzverluste um 0,2, die Abnahme auf \overline{BA} zu einer Senkung um 0,1 (Grenzverluste auf diesen Leitungen). Die gesamte Grenzersparnis⁹⁶ beträgt somit $2,2 - 1 + 0,2 + 0,1 = 1,5$. Und dies ist der optimale nodale Preis am Knoten C (Schaubild 2), der die vollen Opportunitätskosten der bindenden Kapazitätsrestriktion auf dem Pfad \overline{AC} beinhaltet. Die optimalen Gesamttransportpreise betragen in diesem Fall für einen Transport von A nach C: 0,5, für einen Transport von B nach C: 0,4. Der Anteil an den Gesamttransportpreisen von B nach C, der auf den Netzengpaß zurückzuführen ist, und der im folgenden als *Netzengpaßgebühr* (Kumkar 1997: 112) bezeichnet wird, beträgt im restringierten Modell 0,2. Der Anteil dieser Durchleitung von B nach C, der auf Netzverluste zurückzuführen ist und der als *Verlustgebühr* bezeichnet wird, beträgt 0,2.⁹⁷

⁹⁶ Strenggenommen werden bei dieser approximativen Rechnung Inkrementalerparnisse und nicht die Grenzersparnisse ermittelt.

⁹⁷ Dies ist im Prinzip eine Variante des „peak-load-pricing“ zur Rationierung der Netznutzung.

Aus der Erweiterung des Beispiels kann verallgemeinernd gefolgert werden, daß die obigen Aussagen zur Ermittlung optimaler Transportpreise auch bei Vorliegen von Netzengpässen gelten. Die einzige Modifikation liegt darin, daß als Grenztransportkosten nicht allein die Grenzverlustkosten, sondern zusätzlich die Schattenpreise der Netzrestriktionen berücksichtigt werden müssen. Aus diesen Grenztransportkosten können theoretisch optimale Transportpreise abgeleitet werden. Der optimale Transportpreis ergibt sich als Summe von Netzengpaßgebühr und Verlustgebühr. Zusammenfassend können zwei weitere Regeln für die Bestimmung optimaler Transportpreise formuliert werden, die die erste obige Regel konkretisieren.

Regel 2: In einem *unrestringierten* System werden die kurzfristigen Grenztransportkosten einzelner Transportvorgänge und damit die optimalen Transportpreise durch die Grenztransportverluste dieses Transportvorgangs bestimmt. Diese reflektieren die Differentiale der optimalen nodalen Preise.

Regel 3: In einem durch Netzengpässe *restringierten* System werden die kurzfristigen Grenztransportkosten und damit die optimalen Transportpreise durch die Grenztransportverluste und die Schattenpreise des Netzengpasses bestimmt. Diese reflektieren die Differenzen der optimalen nodalen Preise.

Potentiell verspricht damit das Konzept nodaler Preise und die darauf basierenden Regeln zur Bestimmung optimaler Transportpreise gegenüber dem bislang dominanten Konzept der „Kontraktpfade“⁹⁸ eine erhebliche Verbesserung, da das erstgenannte Konzept — anders als das Konzept der Kontraktpfade — die tatsächlichen wirtschaftlichen und physikalischen Aspekte des Stromtransports nicht ignoriert (Bushnell und Stoff 1996: 61). Mittels der nodalen Preise und der daraus ermittelten Transportpreise ist es theoretisch möglich, sowohl Erzeugern als auch Entnehmern die tatsächlichen

⁹⁸ Ein Kontraktpfad ist ein bestimmte Verbindungslinie für eine Durchleitung durch ein Transportnetz zwischen dem Punkt der Einspeisung und dem Punkt der Entnahme, für die Durchleitungsrechte zwischen den Netzeigentümern und den Nutzern kontrahiert worden sind. Das übliche Konzept der Bewertung der auf dieser „gedachten“ und kontrahierten Verbindung entstehenden Netzverluste als Indikator für die verursachten Durchleitungs(Transport-)kosten ist in vermaschten Systemen im allgemeinen nicht in der Lage, die Kosten der tatsächlichen induzierten Lastflußänderungen im Gesamtnetz abzubilden. Der Durchleitungsvertrag für sich genommen ist somit in der Regel nicht in der Lage, externe Effekte im Netz auch nur in Annäherung zu internalisieren.

Grenzkosten ihrer Entscheidungen zu signalisieren und somit sowohl auf der Erzeugungsseite die Gesamtkosten zu minimieren als auch auf der Nachfrageseite die Allokationseffizienz zu gewährleisten.⁹⁹

Das Konzept der nodalen oder räumlichen Preise als Basis zur Bestimmung optimaler Transportpreise ist (deutlich) ein Konzept, das selbst unter der Annahme wohlmeinender Regulierer empirisch nicht unmittelbar umzusetzen ist: Weder sind in der Realität die notwendigen Informationen auf Seiten der Unternehmen oder des Systembetreibers vollständig vorhanden, noch sind die vorhandenen Informationen symmetrisch sowohl den Unternehmen oder dem ISO sowie dem Regulierer zugänglich. Somit müssen zwei Fragen nach der Relevanz und Robustheit dieses Konzepts beantwortet werden, die im folgenden nacheinander diskutiert werden.

1. Können räumliche Preisvektoren unter unvollständigen Informationen in der Realität angenähert ermittelt und zur Bildung von Transportpreisen für Nutzer der Transportnetze genutzt werden?
2. Können die Erlöse aus den Netzengpaßgebühren derart alloziiert werden, daß Anreize zum effizienten räumlichen Ausbau des Gesamttransportnetzes bei nicht voll horizontal integriertem Eigentum an den Transportanlagen gesetzt werden können?

2. Das Problem der Implementierung optimaler Preisstrukturen unter unvollständiger Information

Die Berechnung vollständiger optimaler Preisvektoren ist in der Realität eine höchst komplexe Aufgabe, die zahlreiche Informationen erfordert: über den Verlauf der Grenzerzeugungskosten und der Nachfrageverläufe an allen Knoten eines Netzes, über die Dimensionen und Lokalisierungen von Netzengpässe und über die Verlustfunktionen auf den einzelnen Leitungen eines

⁹⁹ Die von manchen Autoren ermittelte geringe empirische Preiselastizität der Nachfrage (vgl. die in Brunekreeft 1997: 91 zitierte Literatur) kann für sich genommen kein Effizienz-, allenfalls ein Verteilungsargument gegen die Rationierung der Nachfrager über hohe Transportpreise sein: Wenn die Nachfrage unelastisch ist, müssen und (können) die Knappheitspreise in Spitzenlastzeiten und Engpaßsituationen vergleichsweise hoch sein. Hierdurch können tendenziell auch Spitzenlastkraftwerke und/oder zusätzliche Transportanlagen aus Knappheitspreisen finanziert werden

Systems. Daher ist die Ermittlung dieser Preisstrukturen mit erheblichen Transaktionskosten verbunden.

Dieses Problem führt in der Realität zumeist eher zu einer Anwendung von Faustformeln denn zum Einsatz von komplexen Modellen des optimalen Lastflusses (Kumkar 1998b: Abschnitt II.C). Unter den bisherigen Bedingungen der Stromwirtschaft muß das kein Problem sein, sondern kann sogar eine effiziente Antwort auf die durch Informationskosten bedingten Transaktionskosten sein. Etwaige Ineffizienzen gegenüber dem „first-best“-Fall fallen überwiegend intern in einem vertikal und horizontal integrierten Unternehmen an und müssen mit höheren internen Informationskosten bei einer Anwendung komplexerer Verfahren abgewogen werden. Das Wirtschaftlichkeitsproblem ist insofern kaum beachtet worden, als die bisherigen Handelstransaktionen über fremde Netze nur von geringer Bedeutung waren. Beispielsweise betreiben Deutschlands Stromunternehmen trotz der enormen innereuropäischen Preisdifferenziale bislang keinen nennenswerten Handel mit Unternehmen aus dem Ausland (Kumkar und Neu 1997: Abschnitt B.II.2). Ähnliches gilt für den innerdeutschen Stromhandel. Diejenigen Transaktionen, die zu nennenswerten Stromflüssen über fremde Transportanlagen führten, konnten wegen des begrenzten Kreises an betroffenen Akteuren weitgehend innerhalb eines (teilweise informalen) Systems unvollständiger und hochgradig unvollkommener Verträge abgewickelt werden, das Eigenschaften eines multilateralen „Gentlemen's Agreements“ aufweist, also in starkem Maße durch Reputationseffekte innerhalb eines geschlossenen Clubs stabilisiert wurde.¹⁰⁰ Trittbrettfahrerverhalten und Externalitäten existierten somit zwar, waren aber angesichts der Gesamtkosten der Strombereitstellung eher gering und konnten relativ einfach auf die Endkundenpreise überwälzt werden, da die Regulierung weitgehend auf den von den Unternehmen bereitgestellten Kostendaten basierte und somit kaum Effizienzreize zur Internalisierung der Externalitäten setzte. Die in der deutschen Stromwirtschaft bislang praktizierte Regulierung kann als recht klare Renditeregulierung ohne jede erkennbare Anreizorientierung, aber mit einer recht hohen erlaubten Rendite bezeichnet werden.¹⁰¹

¹⁰⁰ In Deutschland kann beispielsweise die Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) als Dachorganisation der bislang neun, nunmehr acht Verbundunternehmen als ein Forum für derartige Absprachen interpretiert werden. Die DVG selber besitzt keine Entscheidungskompetenz (Kumkar und Neu 1997: 49).

¹⁰¹ „Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß es mehrere starke Anhaltspunkte dafür gibt, daß in der deutschen öffentlichen Stromwirtschaft überhöhte Preise

Ganz anders sieht das Bild jedoch aus, wenn die Stromwirtschaft partiell oder vollständig desintegriert ist. Dann geraten die bisherigen Clubs unter Druck. Nehmen wir zur Veranschaulichung an, daß ein bisheriges Monopolunternehmen weiterhin ein dominantes Unternehmen ist, aber einzelne neue, unabhängige Erzeuger ihren Strom durch die bestehenden Netze zu eigenen Kunden leiten möchten.¹⁰² Dann können die bisherigen Faustregeln für den Netzbetrieb unter Umständen hochgradig ineffiziente Ergebnisse induzieren, da die potentiellen Externalitäten im Transportnetz, die bei Nutzung durch unabhängige Unternehmen auftreten, nicht durch clubinterne Mechanismen begrenzt werden. Ein Stromtransport beeinflußt theoretisch alle Lastflüsse auf allen Leitungen, die den Einspeisungsknoten physikalisch mit dem Entnahmeknoten verbinden. Das heißt aber, daß die bisherigen impliziten, internen Transportpreise zumindest bei signifikantem „unabhängigen“ Transportvolumen zunehmend fehlerhaft werden und die Relevanz von Trittbrettfahrerproblemen zunimmt.

Daraus folgt, daß diejenige Institution, die die Transportpreise ermittelt (also zum Beispiel das dominante Unternehmen oder eine andere Institution als Systembetreiber oder direkt der Regulierer) ab einem gewissen Marktanteil unabhängiger Erzeuger auch über Informationen über die Grenzkosten der unabhängigen Erzeuger verfügen muß, um diese Informationen in die Berechnung der optimalen Transportpreise einbeziehen zu können.¹⁰³ Dies erfordert zumindest den Aufbau einer erweiterten Informationsinfrastruktur. Hiermit entstehen Koordinierungstransaktionskosten. Und dies erfordert auch, daß der Mitgliederkreis der bisherigen formalen oder informellen

und Gewinne vorherrschen und daß vorhandene Kostensenkungsspielräume ungenutzt geblieben sind, und dies ungeachtet der behördlichen Preisgenehmigungsverfahren sowie der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht“ (Kumkar und Neu 1997: 144).

¹⁰² Die folgenden Überlegungen sind verallgemeinerbar und etwa auf den Ankauf unabhängigen Stroms durch den dominanten Anbieter übertragbar, da die optimalen nodalen Ankaufspreise interdependent mit den optimalen Transportpreisen ermittelt werden.

¹⁰³ Hogan (1994) weist darauf hin, daß die notwendigen Informationserfordernisse auf die *Differenzen* einzelner Grenzerzeugungskosten beschränkt werden können, da allein diese für die Ermittlung der Transportpreise benötigt würden. Ob dieses die Informationserfordernisse in seinem Ansatz tatsächlich verringert, scheint allerdings fraglich. Allerdings untersucht Stoff (1998) Möglichkeiten zur Ermittlung dieser Differenzen via Auktionen um Durchleitungsrechte in einem etwas anderen Ansatz, auf den etwas weiter unten kurz eingegangen wird.

Clubs¹⁰⁴ erweitert werden muß und im allgemeinen neue Regeln definiert werden müssen. Auf die Clubregeln, die dem Systembetreiber vorzugeben sind, wird im folgenden genauer einzugehen sein.¹⁰⁵

Oben wurden die Grenztransportkosten als aus einer Grenzverlust- und einer Engpaßkomponente bestehend diskutiert. Zunächst soll die Frage behandelt werden, ob es bezüglich des Informationsbedarfs dieser Komponenten Unterschiede gibt. Als vorläufige „Arbeitshypothese“ sei im folgenden davon ausgegangen, daß der Systembetreiber im Rahmen der Systemüberwachung ohnehin zumindest eine Ex-post-Ermittlung der Lastflüsse durchführen muß, schon um einen Vergleich der Ex-ante kontrahierten Strommengen mit den tatsächlichen Vorgängen im Transportnetz anstellen zu können. Ohne einen derartige Vergleich sind Durchleitungen durch fremde Netze beziehungsweise über fremde Transportanlagen überhaupt nicht kaufmännisch abzuwickeln.¹⁰⁶ Ob nun ex ante oder ex post — eine Kenntnis der Lastflüsse über die einzelnen Anlagen eines Stromsystems definiert die Mindest-

¹⁰⁴ Wenn hier von einem Club (der Transportanlageneigentümer) gesprochen wird, so dient dies zunächst der einfacheren Interpretation der folgenden Ausführungen und schließt nicht aus, daß auch andere Akteure über die Regeln, nach denen der Systembetrieb und damit der Einsatz der Transportanlagen organisiert wird, mitbestimmen. Zu denken wäre an den Regulierer, aber auch an unabhängige Nutzer der Anlagen. In diesem Fall kann der Club der Transportanlageneigentümer als in eine weitere Koordinierungsstruktur eingebunden verstanden und untersucht werden.

¹⁰⁵ Faktisch wird ein Eigentümer durch die Einbindung seiner Anlagen in ein größeres Transportnetz automatisch Mitglied dieses formalen oder informalen Clubs, da nunmehr die Kirchhoffschen Gesetze die Stromflüsse über seine Leitungen (mit)steuern und er insofern prinzipiell nur eingeschränkte Verfügungsrechte über seine Leitungen hat. Ein ausschließliches Verfügungsrecht würde er nur durch Trennung aller physischen Verbindungen zu den Transportanlagen anderer Eigentümer (und strenggenommen auch aller angeschlossenen Nachfrager und unabhängiger Einspeiser) erreichen. Das heißt auch, daß Verfügungsrechte in einem derartigen Club nicht einfach zu definieren sind, etwa in der Form: Über meine Leitung darf nur ich verfügen. Die Regeln des Clubs müssen also insbesondere die individuelle Rechte zur Nutzung des Gesamttransportnetzes definieren. Hierauf wird etwas weiter unten ausführlich eingegangen.

¹⁰⁶ Mindestanforderung ist die Ermittlung der eingespeisten und entnommenen Strommengen im Rahmen der Meß- und Abrechnungserfordernisse (Kumkar 1998b: Abschnitt II.C) für diejenigen Vorgänge, die im System außerhalb des dominanten Unternehmens (so es eins gibt) abgewickelt werden. Ansonsten wäre das Trittbrettfahrerproblem offensichtlich prohibitiv hoch.

Informationsanforderungen in jedem Stromsystem, welches von mehreren Akteuren genutzt wird.¹⁰⁷

Hinzu kommt, daß die Ex-ante-Bedeutung der exakten, umfassenden Kenntnis von Grenznetzverlusten als gering angesetzt werden kann, da sie für das Erreichen eines „einigermaßen“ optimalen Lastflusses empirisch von eher untergeordneter Bedeutung zu sein scheint.¹⁰⁸ Es ist also denkbar, daß die tatsächlichen Grenztransportverluste ex post ermittelt werden: Der ermittelte Umfang der Lastflüsse ist via physikalische Gesetze unmittelbar in Verlustkoeffizienten auf einzelnen Leitungen beziehungsweise Pfade umzurechnen. Da die Grenzverluste mit diesen Koeffizienten (als durchschnittliche Verlustfaktoren) in einer eindeutigen Relation stehen, müßten also auch die Grenzverluste einzelner Durchleitungen recht einfach zu ermitteln sein. Die technischen und organisatorischen Fortschritte im Bereich der Datenübertragung und -verarbeitung dürften ihr übriges tun, um die Koordinierungsstransaktionskosten dieser Ermittlungen und Berechnungen in Grenzen zu halten.

Größere wirtschaftliche Probleme könnten anhand einiger empirischer Indizien dagegen bei der Ermittlung der Opportunitätskosten von Netzengpässen erwartet werden.¹⁰⁹ Drei Möglichkeiten zur Linderung der diesbezüglichen Informationsprobleme bieten sich an:

1. Als Mindestanforderung für die Ermittlung tendenziell optimaler Preise ist nicht die vollständige Kenntnis der Grenzerzeugungskosten an *allen* Knoten eines Netzes notwendig, sondern insbesondere Informationen

¹⁰⁷ Unter technischen Gesichtspunkten muß dies bereits heute kein Problem mehr darstellen. Das U.S.-amerikanische National Electricity Reliability Council veröffentlicht unter <http://www.nerc.com/~filez/dftf.html> einige Tausend sogenannter Verteilungsfaktoren, die angeben, wieviel einer insgesamt vom Knoten A zum Knoten B durchgeleiteten Strommenge über einzelne parallele Leitungen fließen. Insofern können schon heute — zumindest in Annäherung — im Fall der Vereinigten Staaten für potentielle Transaktionen die verursachten Lastflußänderungen in ausgewählten Stromsystemen einfach berechnet werden (vgl. Stoff 1998).

¹⁰⁸ Vgl. Kumkar 1998b: Fn. 76. Ob diese Arbeitshypothese auch unter geänderten Organisationsformen brauchbar, das heißt robust ist, soll an dieser Stelle nicht abschließend diskutiert werden.

¹⁰⁹ Im englisch/walisischen System machen die durch Netzengpässe verursachten Zusatzkosten einen zeitweise erheblichen Anteil an den gesamten Kosten aus, die von den Endkunden via Poolpreise getragen werden. Es existieren Indizien dafür, daß diese Preisbestandteile überhöht sind, was wiederum auf eine falsche Ermittlung und Zuweisung der Kosten der Netzengpässe zurück geführt werden kann (vgl. Kumkar 1994).

über die Grenzerzeugungskosten derjenigen Kraftwerke, deren Erzeugung infolge von Netzengpässen in der Realität häufig hoch- oder heruntergefahren werden muß (also in der Regel einiger besonders flexibler Kraftwerke, auf jeden Fall nicht aller Kraftwerke). Derartige (unvollständige) Informationen können nach einem Vorschlag von Hogan (1992) zur Berechnung von Grenzen des Intervalls verwendet werden, innerhalb dessen die wahren nodalen Preise liegen: Ist ein solches Kraftwerk zugeschaltet, bildet der Grenzerzeugungspreis die untere Grenze des Intervalls, ist es nicht zugeschaltet, bildet der Grenzerzeugungspreis die obere Grenze des Intervalls (Hogan 1992: 223). Spiegelbildlich kann das Intervall auch durch unvollständige Informationen über die Nachfrageelastizitäten an diesen Orten eingegrenzt oder verbessert werden. Liegen nämlich Informationen über die Konditionen unterbrechbarer Lieferverträge vor, die über einen bestimmten Knoten abgewickelt werden, so kann das tatsächliche Verhalten der betreffenden Nachfrager Informationen über das Intervall liefern: Wird die Lieferung unterbrochen, liefert der Vertragspreis Indizien über die obere Grenze des Intervalls, wird sie nicht unterbrochen, können hieraus Indizien über die untere Grenze gewonnen werden. Zu beachten ist, daß diese Preise, die faktisch Annäherungen an regional differenzierte Systemgrenzpreise für Teile des gesamten Stromsystems bilden, auch zur Bewertung der Grenztransportverluste verwandt werden können.

2. Eine Auktion zumindest an bestimmten Stellen des Gesamtsystems könnte zur Ermittlung nodaler Preise verwandt werden — ein derartiges Verfahren kann nach einem Vorschlag von Chao und Peck (1996) in einigen Fällen die Informationsbasis erweitern und aus diesem Grund die Bildung optimaler Transportpreise erleichtern.¹¹⁰ Im Grenzfall ist eine zentrale und monopolistische Börse denkbar, die (unter Umständen in Institutionenunion mit des Systembetreiber) verbindliche nodale Preise für das Gesamtstromsystem ermittelt, diese als Grundlage für Zahlungen an die Einspeiser und als Grundlage für die Preise, die den Entnehmern berechnet werden, nimmt. Explizite Transportpreise würden in diesem Fall nicht zu berechnen sein.¹¹¹

¹¹⁰ Chao und Peck (1996) untersuchen diese Frage formal im Rahmen eines Ansatzes, der wiederholte Auktionen vorsieht. Zu den Vorteilen zentral oder dezentral organisierten Auktionen vgl. Tabors, Caramanis et al. (1998: insbesondere 21).

¹¹¹ Dies ist die reinste Form eines Poolmodells, das den zumindest scheinbaren Vorteil hat, unter bestimmten restriktiven Bedingungen die optimale Kraftwerkseinsatzpla-

3. Schließlich könnte — einem Vorschlag von Stoff (1998) folgend — eine direkte Auktion um Durchleitungsrechte durchgeführt werden. In diesem Fall würden die Nutzer der Transportanlagen Preis-Mengen-Gebote für die Durchleitung von einem Knoten A zu einem Knoten B angeben. Der Systembetreiber (oder eine andere Institution) würde dann unter Berücksichtigung der Netzengpässe einen kostenminimalen Netznutzungsplan ermitteln. Anders als im letztgenannten Ansatz würden in diesem Fall die Transportpreise direkt ermittelt und nicht über den Umweg der Ermittlung nodaler Preise wie in der originalen Hogan-Konzeption oder im Chao-Peck-Ansatz. Kombinationen beider Verfahren sind denkbar und würden in diesem Fall beispielsweise die Koexistenz von zentralen Strombörsen (mit nodalen Ankaufs- und Verkaufspreisen) und bilateral ausgehandelter Stromlieferverträge ermöglichen (vgl. ausführlicher Stoff 1998: 27 f. und Wilson 1997 sowie Tabors, Caramanis et al. 1998). Ein hiermit verwandtes Verfahren wird in Kalifornien derzeit implementiert (Kumkar 1996b).

Auf die verschiedenen Ansätze zur Ermittlung von optimalen Transportpreisstrukturen wird an dieser Stelle nicht ausführlicher eingegangen, da sie in starkem Maße von den vorgegebenen Unternehmensstrukturen in einem konkreten Stromsystem abhängen. Eine detaillierte Analyse erfordert unter anderem eine Berücksichtigung von Marktmachtaspekten auf der Erzeugungsebene. An dieser Stelle ist vorläufig zu folgern, daß das theoretische Konzept der nodalen Preise als Basis optimaler Transportpreise zwar einen hohen Informationsbedarf aufweist, Annäherungen daran aber durchaus auch bei Vorliegen unvollständiger Informationen denkbar sind. Die aufzuwendenden Transaktionskosten zum Erwerb der Information dürften im Optimum generell bei zunehmenden „fremden“ Nutzungen von Transportanlagen zunehmen, da in diesem Fall auch die Transaktionskosten der zunehmenden Externalitäten wachsen.

Damit ist die Schaffung zunehmend komplexerer hybrider Koordinierungsstrukturen im Bereich der Transportanlagenutzung eine Aufgabe von immer größerer wirtschaftlicher Bedeutung. Es kann davon ausgegangen werden, daß eine „einfache“ Preisregulierung der Form: die Preise für einen Transport von A nach B dürfen einen bestimmten Wert nicht überschreiten,

nung eines voll vertikal und horizontal integrierten Stromunternehmens simulieren zu können.

nicht sachgerecht ist.¹¹² Ein in diesem Sinne vollständiger Regulierungsvertrag scheint unter Berücksichtigung positiver Koordinierungs- und Motivationskosten nicht wirtschaftlich formulier- und implementierbar. Es ist statt dessen davon auszugehen, daß der Regulierer die dezentral vorhandenen Informationen über technische Restriktionen, Nachfrageelastizitäten und Grenzerzeugungskosten nicht unmittelbar ermitteln kann. Aus diesem Grund ist zu vermuten, daß er eher Regeln zur Preisbildung im Rahmen eines notwendig unvollkommenen Regulierungsvertrags vorschreibt und die Auslegung dieser Regeln zu weiten Teilen weiteren vertraglichen Vereinbarungen zwischen den Netznutzern und Netzeigentümern überlassen muß. Eine Form einer solchen Regulierungsregel, nämlich die der Bildung optimaler kurzfristig variierender räumlicher Netznutzungspreise, wurde vorstehend analysiert und einige Problem der Implementierung angesprochen.

3. Die Anreize zum Netzausbau unter einem Regime annähernd optimaler Transportpreise: Das Konzept des Kontraktnetzwerks

Die vorstehenden Überlegungen zur Ermittlung optimaler Transportpreise zielten ausnahmslos auf die Optimierung der kurzfristigen Transportanlagen*gennutzung* ab. Es stellt sich die Frage, ob zwischen diesen kurzfristigen Preisen, wie sie auch immer ermittelt sein mögen, und dem Netzausbau ein Zusammenhang hergestellt werden könnte, dergestalt, daß die Preise nicht nur auf der Nutzerseite korrekte Signale liefern, sondern auch auf der Anbieterseite Anreize für einen effizienten Netzausbau schaffen. Dabei wird sich zeigen, daß die Ausgestaltung dieser Anreize eine der schwierigsten Fragen bei der Reform der Stromwirtschaft ist und traditionelle Ansätze massive Gefahren von Fehlanreizen in sich bergen. Gefragt wird also nach den Auswirkungen optimaler Nutzungspreise auf die *Transportanlagenbereitstellung*. Untersucht werden sollten die möglichen Anreizeffekte auf die Investitionsentscheidungen insbesondere bei nicht voll horizontal integriertem

¹¹² Zu beachten ist, daß diese Preisstruktur in der Realität nicht nur für die verschiedenen Transportvorgänge (von A nach B usw.), sondern auch hinsichtlich der zeitlichen Dimension gebildet werden muß. Da die optimalen Transportpreise von allen Lastflüssen im System abhängen, diese in der Zeit stark schwanken, werden auch die optimalen räumliche Preisstrukturen in der Zeit stark schwanken. Dies verstärkt die Informationsproblem zusätzlich.

Eigentum an den Transportanlagen. Diese Frage scheint für die Effizienz der deutsche Stromwirtschaft von erheblicher Relevanz zu sein, da bereits auf der Verbundebene 8 Unternehmen über Eigentum an Übertragungsanlagen und ferner auch die knapp 1000 anderen bislang existierenden Stromunternehmen über eigene Transportanlagen verfügen. Es ist nicht davon auszugehen, daß die Gesamtheit aller dieser Transportanlagen in ein einziges deutsches Transportunternehmen eingebracht werden oder daß dies aus gesamtwirtschaftlicher Sicht wünschenswert wäre.¹¹³ Die in diesem Kontext in langer Frist daher zu beantwortenden Fragen über die Koordination des Ausbaus der Transportanlagen können allerdings in dieser Arbeit nur ange-rissen werden.¹¹⁴

Grund dafür ist, daß die Diskussion in der Literatur zu dieser Frage bislang keine robusten und für den Fall der deutschen Stromwirtschaft interpretierbare optimale Lösungsstrategien liefern kann. Eine eigenständige, ab-

¹¹³ Trotz der identifizierten Größenvorteile im Bereich des Stromtransports ist — anders als beispielsweise Klopfer (1997) oder Klopfer und Schulz (1993) unterstellen — nicht davon auszugehen, daß alle Anlagen, die miteinander verbunden sind, zusammen ein natürliches Monopol bilden. Dagegen sprechen bereits die im allgemeinen mit der Unternehmensgröße steigenden (Motivations-)Transaktionskosten innerhalb eines Unternehmens sowie der Umstand, daß die Komplementärerträge aus dem unternehmensintern koordinierten Bau und Betrieb mehrerer Anlagen bereits weit unterhalb einer gesamteuropäischen Größenordnung ausgeschöpft sein dürften. Gegen zum Beispiel ein europaweites Transportmonopol sprechen auch Regulierungsaspekte, da die Existenz mehrerer Transportunternehmen den Regulierern zur Verfügung stehende Informationsbasis erweitert und somit die Regulierung verbessern hilft. Ferner: Falls die im Text diskutierten Preisbildungsregeln erfolgreich implementiert werden können, werden die Komplementärerträge durch die Koordination über die Transportpreise zumindest tendenziell ausgeschöpft.

¹¹⁴ Die interessanten Teilfragen lauten, ob die Erlöse aus den Transportvorgängen via Festlegung der Clubregeln derart alloziert werden könnten, daß Anreize zum dezentralen optimalen Ausbau von Transportanlagen gesetzt werden. Ergänzend müßte der Frage nachgegangen werden, ob ein System vorstellbar ist, in dem der Bau von Transportleitungen vollständig liberalisiert werden kann, somit der Markteintritt auch für neue Unternehmen erleichtert werden sollte und durch Konkurrenz um den Bau einzelner Anlagen die Effizienz im Stromsektor erhöht werden kann. Die letzte Frage zielt letztlich darauf ab, ob die Eigenschaften des natürlichen Monopols, die der Transportstufe innewohnen, durch geeignete Clubregeln derart transformiert werden können, daß die natürlichen Monopolfunktionen vollständig der zentralen Clubinstitution übertragen werden. Wäre dies möglich, kann der Bau und die Bereitstellung der Anlagen auf der Transportstufe vollständig wettbewerblich koordiniert werden — im markanten Gegensatz zu allen bislang real existierenden Regulierungssystemen im Stromsektor.

strakte und zugleich umfassende Behandlung dieses Themas würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Das Ziel dieses Unterabschnitt ist daher bescheidener zu setzen: Es sollen zwei Regeln untersucht werden, die in der Literatur und mittlerweile auch in der Realität einiger Staaten eine Rolle spielen: Die sogenannte „link-based“-Regel und das Konzept des Kontraktnetzwerks. Beide Regeln sehen eine bestimmte Verteilung der Gesamterlöse aus den Netzengpaßgebühren auf die Eigentümer einzelner Anlagen auf der Stufe des Stromtransports vor und beeinflussen somit die Anreize zum Ausbau dieser Anlagen.¹¹⁵

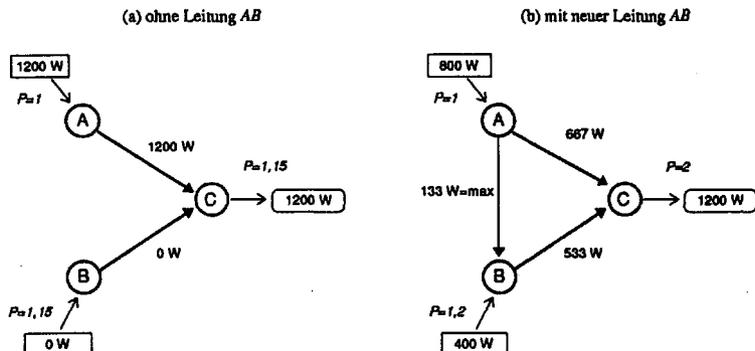
Die erste Regel ist dadurch definiert, daß der Eigner einer Transportanlage (einer Leitung) denjenigen Teil des Transportpreises für eine Durchleitung durch seine Leitung erhält, die von den Nutzern als Netzengpaßgebühr bezahlt werden muß, wenn der Eigentümer sie nicht selber nutzt (daher rührt der Name „link-based“-Regel, vgl. Oren et al. 1995).¹¹⁶ Eine derartige Regel wird im chilenischen und argentinischen Stromsystem angewandt (Bushnell und Stoff 1996: 65). Sie ist auch intuitiv interpretierbar: Jeder Besitzer einer Leitung bekommt einen Anteil an den Gesamterlösen aus den Engpaßgebühren, der sich an den Stromflüssen über seine Leitungen orientiert.

Welche Investitionsanreize gibt eine solche Regel? In Schaubild 3 ist ein möglicher Effekt dargestellt: In Teil (a) des Schaubilds wird die Nachfrage in C allein aus Einspeisungen am Knoten A bedient. Dies ist effizient, da die unterstellten Grenzerzeugungskosten mit 1 niedriger als am Knoten B (1,2) liegen. Nun baut ein Transportunternehmen eine neue Leitung AB (Teil (b) des Schaubilds), die allerdings im Beispiel annahmegemäß von vornherein auf 133 W restringiert ist. Infolge dieses Ausbaus des Transportsystems muß die Erzeugung in A gedrosselt werden, und die teurere Erzeugung am Knoten B angefahren werden. Im neuen „optimalen“ Kraftwerksplan ergibt sich ein nodaler Preis von (approximativ) 2 am Knoten C. Der Eigner der neuen Leitung AB erhält für die Stromflüsse über seine Leitung Zahlungen von

¹¹⁵ Im folgenden wird angenommen, daß zumindest näherungsweise effiziente kurzfristige Preise für Stromtransporte ermittelt werden können, so daß die Erlöse sich aus den Transporten bestimmen lassen.

¹¹⁶ Die Nichtnutzung durch den Eigentümer kann dadurch bedingt sein, daß fremde Netznutzungen Engpässe verursachen, die eine eigene Nutzung der Anlagen aus technischen Gründen unmöglich machen. Die Nichtnutzung kann aber auch darauf zurückzuführen sein, daß der Eigner an der (fremden) Durchleitung finanziell profitiert und er aus diesem Grund von der Eigennutzung absieht.

Schaubild 3 — Ineffizienter Netzausbau bei falscher Zuweisung von Engpaßgebührenrechten



$133 \times 0,2(1-0,0167)^{117} \approx 26,12$. Dies heißt, daß der Eigner der neuen Leitung positive Zahlungen für den Anschluß seiner Leitungen erhält, obwohl sie tatsächlich zu einer Erhöhung des Gesamtkosten des Stromsystems führt. Dieses Ergebnis ist zwar zunächst kontraintuitiv, spiegelt aber nurmehr die technische Tatsache wieder, daß die Durchleitungskapazität zwischen zwei Knoten von dem Gesamtausbauzustand *aller* Leitungen im System abhängt, also auch durch eine Verstärkung des Netzes an einer anderen Stelle des Netzes negativ tangiert werden kann.

Somit kann festgehalten werden, daß eine Zuweisung von Engpaßgebührenrechten nach der „link-based“-Regel zu ineffizienten Ergebnissen führen kann, da sie zur Schaffung von negativen Externalitäten im Stromsystem geradezu herausfordert. Ineffiziente Investitionen können in jedem Fall zu einer Verringerung der tatsächlichen Transportkapazitäten des Gesamtsystems führen. Unter der „link-based“-Regel führen solche Investitionen unter Umständen zu einer Erhöhung der Monopolrenten einzelner Eigentümer von Transportanlagen.

Dies ist eine dem Stromsektor eigene Variante eines Monopolverhaltens marktmächtiger Unternehmen. Diese können unter Umständen durch die Verringerung der angebotenen Menge an (Transport-)Produkten ihre Ge-

117 Dies ist der Grenztransportverlust auf dieser Leitung bei seiner maximalen Auslastung.

winne erhöhen. Von besonderer Bedeutung ist dieses Verhalten, weil es von außen (für den Regulierer) noch schwerer zu entdecken ist, als ein „normales“ Monopolverhalten auf anderen Märkten: Während dort die angebotene beziehungsweise abgesetzte Menge direkt erkennbar ist und die Angebotsverknappung beispielsweise über die Auferlegung einer Versorgungspflicht zumindest tendenziell konterkariert werden kann, ist dies im Stromtransportbereich nur unter erschwerten Bedingungen durchzuführen. Immerhin nimmt der Investor im obigen Beispiel eine kostenträchtige Investition in eine neue Leitung, also eigentlich eine Maßnahme vor, die normalerweise mit einer Angebotsausweitung assoziiert wird. Insofern ist schon die Überwachung einer Versorgungspflicht mit erheblichen Informationsproblemen für den Regulierer verbunden.

Die „link-based“-Regel führt außerdem regelmäßig zu Inkompatibilitäten. Denn vor dem Bau der Leitung AB hat der Eigentümer der Leitung AC nach der selben Regel das Recht auf alle Engpaßgebühren auf seiner Leitung AC (entsprechendes gilt für den Eigner von BC). Diese Rechte sollen nach der Regel nicht angetastet werden. Da beide Leitungen im interessierenden Auslastungsbereich nicht restringiert sind, haben die Eigentümer also auch das Recht, beliebige Strommengen von A nach C beziehungsweise von B nach C (und umgekehrt) zu leiten. Wenn das so ist, dann ist die Zuweisung für den neuen Eigener nicht mit den bisherigen Zuweisungen vereinbar: Die Eigner von AC und BC können, weil eine neue Leitung von einem anderen Akteur gebaut wurde, ihre Leitungen nicht mehr oder nur teilweise selber nutzen. Die Rechte sind also unvereinbar und setzen falsche Investitionsanreize, selbst wenn sie zufälligerweise vereinbar wären.

Zur zweiten Regel: Hogan (1992; 1993a; 1993b) hat in einer Reihe von Arbeiten ein Konzept zur Zuweisung der Transporterlöse und hierbei insbesondere der Summe der Netzengpaßgebühren auf die Eigentümer einzelner Anlagen eines Systems vorgelegt, das als *Konzept des Kontraktnetzwerks* vor allem in der U.S.-amerikanischen Literatur große Bedeutung erlangt hat.¹¹⁸ Dieses Konzept, das als Vorschlag für die Ausgestaltung der vertraglichen Regeln für den Club der Transportanlageneigentümer charakteri-

¹¹⁸ Der Begriff des Kontraktnetzwerks rührt daher, daß Hogan in seinen Arbeit die Engpaßgebührenrechte als „transmission congestion contracts“ bezeichnet. Vgl. für die Diskussion um das Konzept des Kontraktnetzwerks Ruff (1994a; b), Bushnell und Stoff (1996); Baldick und Kahn (1993: 221); Oren et al. (1995); Wu und Varaiya (1995); Wu et al. (1996); Borenstein et al. (1997); Harvey et al. (1997); Hogan (1998).

siert werden kann, soll zunächst dargestellt werden und dann kritisch auf seine Effizienzeigenschaften und Praktikabilität überprüft werden.¹¹⁹

Als Ausgangspunkt dient ähnlich wie im Fall der „link-based“-Regel die Überlegung, daß den Eigentümern von Transportanlagen grundsätzlich das Recht zur Nutzung, mit anderen Worten, die Verfügungsrechte über ihre Anlagen zustehen sollten. Diese Überlegung, für sich genommen, hilft jedoch nicht viel weiter, da die Verfügungsrechte an Stromtransportanlagen nicht wie bei „normalen“ Gütern zu definieren sind. Während bei „normalen“ Gütern nämlich recht eindeutige Rivalitätsbeziehungen bei der Nutzung zu definieren sind, ist dies im Fall verbundener Transportanlagen nicht gegeben (dies liegt auch im Hintergrund der Probleme mit der erstgenannten Regel).

Zur Verdeutlichung dieses Sachverhalts sei zunächst die Situation bei „normalen“ Gütern betrachtet: Ein rein privates Gut ist durch vollständige Rivalität in der Nutzung gekennzeichnet, ein öffentliches Gut durch vollständige Nicht-Rivalität, ein Lehrbuch-Clubgut durch irgendeinen (skalaren) Grad der Rivalität zwischen privatem und öffentlichem Gut. Anders ist dies bei Stromtransportnetzen: Stromflüsse folgen nicht wirtschaftlichen Vereinbarungen, sondern den physikalischen Gesetzen, der Grad der Rivalität ist also selten in skalarer Form auszudrücken. Dies kompliziert die Situation erheblich, da potentielle externe Effekte im Netz zum Beispiel nicht allein als skalare Auswirkung einer spezifischen Durchleitung auf sonstige Nutzungen auszudrücken sind, sondern von allen sonstigen Durchleitungsvorgängen und deren Richtungen abhängen.¹²⁰ In diesem Sinne wären „normale“, aus dem

119 Hogans ursprüngliche Konzeption zielt auf die Ableitung optimaler Transportpreise unter den Bedingungen der U.S.-Stromwirtschaft ab und fragt insbesondere danach, wie Lieferbeziehungen zwischen neuen und gebietsfremden Stromerzeugern zu einzelnen Kunden im Gebiet eines bisherigen gebietsmonopolistischen Stromunternehmens, das auch weiterhin dominantes Unternehmen bleibt, ermöglicht werden können. Ziel war vor allem die Ableitung von Transportpreisen, die die bisherigen monopolistischen Nutzer der Transportanlagen für ihre Nutzungseinschränkungen (in Form geänderter Netzverluste und geänderter Engpaßkosten) entschädigt, die ihnen durch den Zugang neuer Nutzer entstanden. Aus diesem Grund war die Frage nach den Anreizwirkungen auf den Netzausbau von nachgeordneter Bedeutung. Unter der Fragestellung der vorliegenden Arbeit muß sie jedoch explizit problematisiert werden.

120 Ein Beispiel zur Verdeutlichung: Bei einem Lehrbuchclub sinkt bei gegebener Club-Anlagengröße der Grenznutzen aller anderen Mitglieder, wenn ein neues Mitglied beitrifft. In einem Stromtransportnetz kann der Grenznutzen der anderen Mitglieder potentiell steigen, wenn ein neues Mitglied in den Club eintritt, noch nicht tatsächlich eine

allgemeinen Eigentumsrecht abgeleitete Verfügungsrechte nicht sinnvoll, da nur dann unmittelbar durchsetzbar, wenn die Transportanlagen unverbunden oder voll horizontal integriert wären.¹²¹

In vermaschten Transportnetzen entsteht somit ein Problem, wenn nicht alle drei Leitungen des Modellsystems im Eigentum eines Unternehmens sind. Im allgemein kann nicht jedem Eigentümer einer Leitung AB das unbedingte Recht zugestanden werden, von A nach B diejenige Strommenge zu leiten, die als isolierte Maximalkapazität seiner Leitung bekannt ist, da die tatsächliche Kapazität, die für eine Durchleitung von einem spezifischen Einspeisungsknoten zu einem anderen Knoten interdependent mit allen Lastflüssen im Netz ist.¹²²

Vorstehende Überlegungen führen zur Feststellung, daß in jedem Fall durch die Einbindung einer Transportanlage in ein größeres Transportnetz das Unternehmen, dem die neue Anlage gehört, Mitglied eines Clubs der Transportanlageneigentümer und damit Teil einer hybriden Koordinierungsstruktur wird, unabhängig von der Frage, ob er formelles Mitglied wird. Dieser Club als Institution weist notwendig implizite oder explizite, formale oder informale Regeln auf, nach denen Nutzungsrechte an dem gemeinsamen Netz verteilt werden, die also das allgemeine Eigentumsrecht notwendig ergänzen müssen. Analytisch-konzeptionell ist dieser Umstand dadurch am besten zu charakterisieren, daß die Eigentümer ihre aus dem allgemeinen Eigentumsrecht abgeleiteten Verfügungsrechte an den Club transferieren und von diesem Club im Gegenzug modifizierte Verfügungsrechte

Investition vornimmt, allerdings eine Durchleitung vornimmt, die die Gesamtverlustkosten oder die Gesamtengpaßkosten des gesamten Systems reduziert. In Schaubild 1 wäre dies zum Beispiel der Fall, wenn ein neues Mitglied 1200 W von C nach A liefern möchte: Die Verlustkosten würden auf null sinken, ohne daß eine einzige neue Anlagen gebaut werden müßte.

¹²¹ Implizit wurde dieser Umstand der potentiellen externen Effekte und der damit verbundenen Probleme der Zuweisung von Verfügungsrechten bereits beim einfachen Drei-Knoten-Modellsystem deutlich, wurde aber dort nicht problematisiert. Sowohl im unrestringierten Fall (Schaubild 1) als auch im restringierten Fall (Schaubild 2) floß Strom über alle drei Leitungen, obwohl nur eine einzige Einspeisung und eine einzige Entnahme betrachtet wurde.

¹²² Dies ist leicht zu zeigen: Die Leitung AB hat in Schaubild 1 eine Kapazität von 800 W, die einer Durchleitung von A nach C (oder der umgekehrten Richtung) zugeordnet werden könnte. Im Schaubild 2 ist die freie Kapazität für eine Durchleitung auf null gesunken, da die Leitung vollständig für die Durchleitung von B nach C benötigt wird. Allerdings ist nun die Durchleitungskapazität von C nach A erheblich größer als 800 W.

zurückerkhalten.¹²³ Diese drücken sich im Konzept des Kontraktnetzwerks in einem Anrecht auf einen Anteil an den Gesamteinnahmen aus Netzengpaßgebühren aus. Im folgenden seien derartige Rechte auf einen bestimmten Anteil an den Gesamteinnahmen aus den Netzengpaßgebühren als *Engpaßgebührenrechte* bezeichnet.

Das Problem soll anhand des obigen Drei-Knoten-Modells und einer gegebenen Anfangsausstattung an Engpaßgebührenrechten untersucht werden.

Nehmen wir zusätzlich erstens an, ein Erzeugungsunternehmen am Knoten A (Unternehmen 1) habe als Anfangsausstattung ein Engpaßgebührenrecht für den Transport von 1200 W von A nach C. Nehmen wir zweitens an, daß dieses Unternehmen 1 mit einem Nachfrager am Knoten C eine Lieferung über 1200 W mit einem Festpreis kontrahiert hat.¹²⁴

Der Club könnte ihm das konkrete Engpaßgebührenrecht insbesondere deswegen eingeräumt haben, weil er die Leitung AC gebaut und finanziert hat und er Eigentümer dieser spezifischen Leitung ist. Zwei Anmerkungen sind zu dieser Zuweisung des Engpaßgebührenrechts angebracht:

- Zum einen hat das Unternehmen die Leitung unter Umständen deswegen gebaut, um die kontrahierte Nachfrage am Knoten C effizient beliefern zu können: Im unrestringierten Fall wären die Verlustkosten erheblich höher, wenn nur der Pfad \overline{ABC} zur Verfügung stehen würde. Für die Lieferung der 1200 W von A nach C ist die spezifische Kapazität der Leitung AC in Höhe von 800 W exakt hinreichend, und insofern optimal bemessen.
- Zum anderen ist zu beachten, daß die Leitung AC nur eine Kapazität von 800 W hat. Das Recht des Unternehmens 1, 1200 W von A nach C zu leiten, kann also überhaupt nur deswegen ausgenutzt werden, weil als Transportpfad auch der Pfad \overline{ABC} zur Verfügung steht. Derartige Zuweisungen von Engpaßgebührenrechten, die mit den technischen Bedingungen vereinbar sind in dem Sinne, daß der Satz aller Rechte auch als Rechte zur eigenen Lieferung der betreffenden Strommenge (hier 1200

¹²³ Von den Netzverlusten wird im folgenden vereinfachend abstrahiert.

¹²⁴ Dann ist es eine natürliche Überlegung, daß dem Unternehmen 3 das Recht zusteht, seine Leitung voll zu nutzen. Dies kann grundsätzlich entweder selber durch eigene, „physische“ Nutzung seiner Leitung ausüben. Das heißt, er kauft zum Beispiel am Knoten 800W und verkauft diese Menge am Knoten C. Er könnte auch über das Eigentum an einem Kraftwerk am Knoten A besitzen und über seine Leitung den Strom nach C verkaufen und transportieren.

W) vom einem bestimmten Knoten (hier A) zu einem anderen Knoten (hier B) eingesetzt werden könnten, seien im folgenden in Anlehnung an Hogan (1992) sowie Bushnell und Stoft (1996) als *zulässig* (feasible) definiert.¹²⁵

Im unrestringierten Fall des Modells ist diese kontrahierte Lieferung problemlos: Unternehmen 1 erzeugt den Strom und liefert ihn über die beiden Pfade.¹²⁶

Interessanter ist der restringierte Fall. Betrachtet sei das Drei-Knoten-Modell im Schaubild 2. Offenbar kann Unternehmen 1 nunmehr seiner Lieferverpflichtungen nicht mehr durch eigene Erzeugung am Knoten A nachkommen. Es muß sein Kraftwerk engpaßbedingt vollständig herunterfahren.

¹²⁵ Vgl. hierzu Bushnell und Stoft (1996). Deren formale Definition einer „feasibility allocation rule“ (Bushnell und Stoft 1996: 71) ist eine Regel zur zulässigen Allokation von neuen Engpaßgebührenrechten bei inkrementalen Ausbauten des Gesamttransportnetzes (das heißt insbesondere den Bau einer neuen Leitung). Nach dieser Regel können dem Investor nur solche Engpaßgebührenrechte zugewiesen werden können, die bei einer eigenen vollständigen Nutzung der betreffenden Nutzungsrechte mit dem bisherigen durch den existierenden Satz an Engpaßgebührenrechten definierten Kraftwerkseinsatzplan und den durch die neuen Engpaßgebührenrechte implizierten inkrementalen Änderungen des Systemkraftwerkseinsatzplan vereinbar sind.

Ein Beispiel: In einem Zwei-Knoten-Transportnetz beträgt die bisherige Transportkapazität der einzigen Leitung (AB) 1 W. Der vollständige Satz an Ausgangsausstattung von Engpaßgebührenrechten beträgt 1 W von A nach B (weil beispielsweise allein der Pfad \overline{AB} genutzt wird und der umgekehrte Pfad \overline{BA} bislang nicht benötigt wird). Nun baut ein Investor eine zusätzliche Leitung AB . Dann kann der Investor nach der „feasibility allocation rule“ aus einem Satz von Engpaßgebührenrechten wählen, die mit dem bisherigen konsolidierten Satz an Engpaßgebührenrechten und den technischen (Netto-)Transportmöglichkeiten nach der Investition (2 W entweder von Knoten A nach Knoten B oder 2 W von B nach A vereinbar ist. Ergo kann er wählen zwischen 1 W von A nach B (auf \overline{AB}), oder 3 W von B nach A (auf \overline{BA}) oder irgendeinem Engpaßgebührenrecht zwischen diesen beiden Grenzen. Diese Definition ist mit obiger Definition vereinbar.

Zu beachten ist, daß im obigen Drei-Knoten-Modell bislang nur ein einziges derartige Recht zugewiesen wurde. Wenn andere Unternehmen auch Engpaßgebührenrechte besitzen würden, beispielsweise ein anderes Unternehmen ein Engpaßgebührenrecht für einen Transport von B nach C über die Menge von 1000 W besitzt, wäre die Zuweisung des Engpaßgebührenrechts über 1200 W von A nach C an Unternehmen 1 nicht zulässig (weil bei der gleichzeitigen Ausübung beider Rechte die Leitung AC überlastet wäre).

¹²⁶ Es ist auch vorstellbar (und ändert nichts an den folgenden Aussagen), daß das Unternehmen 1 als reiner Händler auftritt und die 1200 W am Knoten A kauft und am Knoten C verkauft.

Zur Erfüllung seiner Lieferverpflichtungen muß es entweder den Strom von einem Erzeuger am Knoten B kaufen und dann nach C liefern oder aber den (bereits transportierten) Strom am Knoten C kaufen und direkt an seine Nachfrager in C weitergeben. Bei den gegebenen Preisen in Schaubild 1 wird es indifferent zwischen diesen beiden Alternativen sein. Allerdings bezahlt er nunmehr für den Strom den Preis von 1,5, dies sind seine direkten Kosten für die Belieferung seiner Kunden, während seine Grenzkosten im unrestringierten Fall nur 1,1 betragen (Erzeugung: 1 plus Verlustgebühr beziehungsweise -kosten: 0,1). Aus diesem Grund erleidet Unternehmen 1 eine Gewinneinbuße in Höhe von 480 ($0,4 \times 1200$). Er wird somit gegenüber dem unrestringierten Fall erheblich schlechter gestellt.¹²⁷ Derart betrachtet, führt die exogene Nachfrageerhöhung an Ort C zu Externalitäten im Stromsystem: Unternehmen 1 erleidet Gewinneinbußen, für deren Verursachung nicht er, sondern die zusätzlichen Nachfrager am Knoten C verantwortlich sind.¹²⁸

Allerdings besitzt Unternehmen 1 Engpaßgebührenrechte. Und diese Engpaßgebührenrechte sind unter den gemachten Annahmen ausreichend, seine Gewinneinbußen vollständig zu kompensieren: Für die Lieferungen von 2400 W von Knoten B nach C zahlen die Nutzer, wie oben gezeigt, Engpaßgebühren von 0,2. Die Einnahmen des Clubs aus diesen Gebühren betragen somit 480. Und diese entspricht exakt den oben erwähnten Gewinneinbußen des Unternehmens 1.

Ist diese Identität von Einnahmen aus Netzengpaßgebühren und Engpaßgebührenrechten ein Zufall? Dem ist nicht ganz so: Das Unternehmen 1 hat

¹²⁷ Die obige Annahme des Festpreisvertrags ist zur Verdeutlichung der Gewinneinbußen aufgrund von Externalitäten im Stromsystem nicht unbedingt notwendig, sondern kann gelockert werden: Eine Gewinneinbuße erleidet das Unternehmen auch dann, wenn es keinen Festpreisvertrag geschlossen, solange der Vertrag keine vollständige Überwälzung der Kostensteigerungen (die betreffenden Nachfrager bezahlen immer den nodalen Preis am Ort C) vorsieht. Alternativ gelten die Aussagen zur Gewinnsituation des Unternehmens in etwas modifizierter Form auch für den Fall, daß die Nachfrager preiselastisch reagieren. In diesem Fall wird das Unternehmen 1 auch im Fall der vollen Kostentüberwälzung Gewinneinbußen erleiden.

¹²⁸ Zu beachten ist, daß diese Externalitäten unter den gemachten Annahmen in kurzfristiger Sicht unter Effizienzgesichtspunkten vollständig irrelevant sind: Die Systemproduktions-effizienz wird durch die optimale Kraftwerkseinsatzplanung gewährleistet, die Allokationseffizienz wird wegen der exogen gegebenen (preisunelastischen) Nachfrage nicht beeinflusst (ob diese Verträge für sich effizient sind, soll hier nicht problematisiert werden). Die Externalitäten können somit erst in langfristiger Sicht relevant werden.

die konkrete Art des Engpaßgebührenrechts (1200 W von A nach C) in unserem Beispiel vermutlich derart gewählt (oder es wurde ihm zugewiesen, hierauf wird etwas weiter unten zurückgekommen), daß sein Festpreisvertrag für die Belieferung seiner Kunden in C exakt gehedgt ist: Es ist vor den durch andere verursachten Schwankungen der Transportpreise zu 100 vH geschützt: Zwar bezahlt es, wenn er den Strom am Knoten B kauft, um ihn an seine Kunden in C weiter zu transportieren, Engpaßgebühren in Höhe von $(2400 \times 0,2)$ an den Transport-Club. Gleichzeitig sehen aber die unterstellten Clubregeln vor, daß es für seine die eigentlich von ihm geplante Lieferung von A nach C, deren Nichtzustandekommen von ihm nicht verursacht wurde, entschädigt wird. Faktisch zahlt es also die Engpaßgebühren an sich selbst.

Ist dieses bemerkenswerte Eigenschaft des gewählten Beispiels — Immunisierung vor durch anderen verursachte Externalitäten — generalisierbar? Bushnell und Stoft (1996) zeigen, daß unter dem Kontraktnetzwerkansatz unter bestimmten Bedingungen zumindest Investitionen verhindert werden, die für das Transportsystem als Ganzes mit Effizienzverlusten verbunden sind.¹²⁹ Auch werden Anreize gegeben, die Investitionen in einzelnen Anlagen an den Effizienzwirkungen auf das Gesamtsystem zu orientieren. Im folgenden soll daher einige generelle Überlegungen zur Allokation von Engpaßgebührenrechten skizziert werden, die die obigen beispielhaften Ausführungen ergänzen.

Es ist zunächst festzuhalten, daß die Summe der eingenommenen Engpaßgebühren mindestens so hoch sein müssen wie die Summe der auszahlenden Engpaßgebührenrechte. Dies ist eine Art Budgetrestriktion für den Eigentümerclub. Zur Einhaltung dieser Budgetrestriktion ist es insbesondere notwendig, daß die simultane Zulässigkeit aller Engpaßgebührenrechte gegeben ist (Bushnell und Stoft 1996). Mit anderen Worten: Die (fiktiven) Einspeisungen und Entnahmen, die den Engpaßgebührenrechten zugrunde liegen, müssen mit den technischen Bedingungen des Transportsystems vereinbar sein.

Wichtig ist diese *Zulässigkeitsregel* in zweierlei Hinsicht:

Zum einen kann sie bei der erstmalige Definition von Engpaßgebührenrechten nach einem Wechsel von den traditionellen Konzepten

¹²⁹ Vgl. ausführlicher Fn. 133.

(Kontraktpfadansatz oder „link-based“-Regel) Anwendung finden.¹³⁰ Nehmen wir an, daß die bisherigen Clubeigentümer sich formell oder informell bestimmte Rechte zur gegenseitigen Nutzung der Transportanlagen eingeräumt haben. Diese Rechte müssen in exakt definierte Rechte zur Nutzung der Anlagen des gesamten Systems transformiert werden. Dabei muß dann geprüft werden, inwieweit diese Rechte simultan die Bedingung der Zulässigkeit erfüllen. Ferner dürfte bei dieser Transformation und Prüfung deutlich werden, inwieweit der Satz der vergebenen Engpaßgebührenrechte in dem Sinne komplett ist, daß die Summe der zu erwartenden Engpaßgebühren gleich der Zahlungen für Engpaßgebührenrechte ist.¹³¹ Wenn der Satz der Engpaßgebührenrechte nicht komplett ist, kann zu diesem Zeitpunkt auch über die Allokation weiterer Engpaßgebührenrechte entschieden werden, beispielsweise über Verhandlungen zwischen den Eigentümern der Anlagen, eventuell unter Beteiligung des Regulierers. Dabei ist beispielsweise daran zu denken, daß bei geänderten Nachfrageverhältnissen oder bei Neubau von Kraftwerken Engpässe im Bereich der Transportanlagen auftreten könnten, die bislang nicht relevant sind. Die bisherigen Nutzer der Anlagen könnte sich gegen die wirtschaftlichen Auswirkungen solcher Änderungen der Lastflüsse „versichern“, indem sie beispielsweise die heutige Lastflußsituation durch eine komplette Zuweisung von Engpaßgebührenrechten widerspiegeln.

Zum anderen kann die Zulässigkeitsregel bei der Definition neuer Engpaßgebührenrechten bei Ausbau von Transportanlagen verwandt werden: Ein Investor kann nach dieser Regel einen Satz an Engpaßgebührenrechten wählen, der die Bedingung erfüllt, daß die neuen und alten Engpaßgebührenrechte insgesamt zulässig sind. Nehmen wir beispielsweise an, ein Investor baut eine neue Leitung von A nach B und diese Leitung wäre ein neuer Zweig eines Sternnetzes, die Verbindung mit den anderen Leitungen wäre am Ort B.¹³² Dann kann ihm nach der Zulässigkeitsregel problemlos das Engpaßgebührenrecht für (Netto-)Durchleitungen von A nach B oder von B nach A in Höhe der maximalen Kapazität dieser Leitung zugewiesen wer-

¹³⁰ Die oben diskutierte „link-based“-Regel verstößt offensichtlich bei dem in Schaubild 3 unterstellten Fall gegen die Zulässigkeitsregel.

¹³¹ Komplette wäre der konsolidierte Satz beispielsweise, wenn der konsolidierte Satz der in den Engpaßgebührenrechten vorgesehenen Durchleitungen mit der tatsächlichen Kraftwerkseinsatzplanung übereinstimmt.

¹³² Beispielsweise von einem neuen Standort für Kraftwerke, einer neuen Wohnsiedlung oder einer neuen Industrieansiedlung zu einem vorgelagerten Transportnetzbereich.

den. Nicht problemlos wäre allerdings die Zuweisung eines Engpaßgebührenrechts für Durchleitungen beispielsweise von A nach C, wobei C ein anderen Knoten des Gesamtsystems sein soll. Hierzu bedarf einer technischen Überprüfung, ob diese Durchleitung von A nach C mit allen anderen Lastflüssen im System vereinbar ist, die in den bereits bestehenden Engpaßgebührenrechten vorgesehen sind.

Zu beachten ist, daß die Überprüfung der Zulässigkeit eines neuen Engpaßgebührenrechts im Prinzip auch heute bereits durchgeführt werden muß: Wenn ein deutsches Verbundunternehmen den Bau eines neuen Kraftwerk erwägt, Durchleitungen mit anderen Stromunternehmen verhandelt oder andere signifikante Änderungen an der derzeitigen Lastflußsituation plant, muß die technische Vereinbarkeit vom (unternehmensinternen) Systembetreiber überprüft werden. Nichts anderes verlangt im Prinzip die Zulässigkeitsregel, wobei allerdings die Anforderungen geringer sind als bei der normalen Prüfung durch den Systembetreiber: Muß dieser ein ganzes Spektrum an möglichen Lastflußsituationen untersuchen, reicht es für die Erfüllung der Zulässigkeitsregel aus, die interne Konsistenz der Engpaßgebührenrechte zu prüfen. Hierzu muß nur eine Lastflußsituation, nicht mehrere geprüft werden.

Ein wichtiger Effekt des Konzept des Kontraktnetzwerks ist somit, daß die Inhaber der bestehenden Engpaßgebührenrechte, so sie Nutzer des Netzes sind, von den wirtschaftlichen Auswirkungen der Schwankungen und Entwicklungen der Lastflußsituation weitgehend immunisiert werden: Entweder können sie ihre eigenen Durchleitungen durch das Gesamtsystem gemäß ihrer eigenen Engpaßgebührenrechte gestalten oder sie erhalten Zahlungen aus Engpaßgebühren, die sie für die verhinderte Eigennutzung partiell oder teilweise kompensieren, wenn die Eigennutzung aus Engpaßgründen nicht (oder nur teilweise) möglich ist. Probleme der ineffizienten Investitionsanreize gehen somit allein auf Kosten derjenigen Nutzer des Netzes, die nicht über Engpaßgebührenrechte verfügen.

Bushnell und Stoft (1996) gehen noch einen Schritt weiter. Sie zeigen, daß unter bestimmten zusätzlichen Annahmen¹³³ die Anreize für ineffiziente In-

¹³³ Zu diesen Bedingungen gehört insbesondere der Umstand, daß der im aggregierten Satz der zugewiesenen Engpaßgebührenrechte vorgesehene Kraftwerkseinsatzplan, also der Netznutzungsplan mit dem tatsächlichen Kraftwerkseinsatzplan übereinstimmt, der Satz der Netzengpaßgebührenrechte also komplett (vgl. Fn. 131) ist (Bushnell und Stoft 1996: 75; kritisch zu dieser Annahme Wu et al. 1996). Ferner muß der Markt, der über kurzfristige nodale Preise abgewickelt wird, vollständig über Terminverträge abgesichert sein. Denkbar ist also beispielsweise, daß über alle tatsächlichen kurzfristigen Ein-

vestitionen in Transportanlagen weiter gesenkt werden können. Wird angenommen, daß nicht nur der konsolidierte Satz der Engpaßgebührenrechte mit der tatsächlichen Lastflußsituation übereinstimmt, sondern die individuellen Durchleitungen mit den individuell gehaltenen Engpaßgebührenrechten übereinstimmen, so zeigen sie, daß in diesem Fall niemand von einer ineffizienten Expansion im Transportnetz profitieren kann. Die potentiellen negativen Externalitäten würden in diesem Fall voll internalisiert, die Anreize für ineffizienten Netzausbau vollständig beseitigt.

Bushnell und Stoft (1997) lockern in einem jüngeren Papier die Annahme der Übereinstimmung von Engpaßgebührenrechten und Lastflußsituation: Wird angenommen, daß nur der konsolidierte Satz der Engpaßgebührenrechte mit der tatsächlichen Lastflußsituation übereinstimmt und die individuellen Durchleitungen mit den individuell gehaltenen Engpaßgebührenrechten nicht notwendig übereinstimmen, so kann gezeigt werden daß die Anreize für ineffiziente Investitionen in Transportanlagen zwar nicht mehr vollständig eliminiert werden, aber zumindest begrenzt sind. Wenn beispielsweise der initiale, konsolidierte Satz der Engpaßgebührenrechte mit der tatsächlichen Lastflußsituation übereinstimmt und die obige Zulässigkeitsregel eingehalten wird, dann ist der totale Gewinn aus einer Expansion des Gesamtnetzes immer mindestens so hoch wie der private Ex-post-Nutzen aus den neuen Engpaßgebührenrechten. Dies hat unter anderem auch den bemerkenswerten Effekt, daß unter diesen Bedingungen Investitionen durch Outsider, das heißt durch neue Akteure, die bislang weder im Stromtransport noch in der Erzeugung tätig waren, grundsätzlich nur dann Investitionen tätigen werden, wenn dies im Interesse aller bisherigen Nutzer und Eigentümer liegt.¹³⁴ Die potentiellen negativen Externalitäten würden in diesem Fall

und Einspeisungen im Rahmen einer zentralen Strombörse sogenannte Contracts for Differences zwischen Erzeugern und Nachfragern geschlossen werden. Diese sehen Zahlungen zwischen den Vertragspartnern für den Fall vor, daß der kurzfristige Strompreis von den ex ante kontrahierten Strompreisen vor und begrenzen somit die wirtschaftlichen Auswirkungen schwankender Strompreise auf die Vertragspartner (vgl. zu Contracts for Differences im englisch/walisischen Fall: Kumkar 1994: 102 f.).

¹³⁴ Es schließt allerdings nicht die Gefahr aus, daß ein Stromerzeuger Interesse an einer ineffizienten Transportanlageninvestition entwickeln kann, um durch strategische Manipulationen am gesamten Stromflußbild zusätzliche Gewinne aus der Erzeugung zu erzielen, die die inkrementalen Verluste aus dem Transportbereich überkompensieren. Auf derartige Marktmachteeffekte auf der Erzeugungsstufe wird im Fazit detaillierter eingegangen.

zwar nicht immer voll internalisiert, aber immerhin dann wenn der Investor ein Newcomer ist.

Es ist allerdings einschränkend zu vermerken, daß die von Bushnell identifizierten notwendigen Bedingungen für die beiden Effizienzergebnisse in der Realität nie genau erfüllt sein werden. In der Realität ändern sich die Lastflußsituationen und insofern ist es unwahrscheinlich, daß der (konsolidierte oder individuelle) Satz der Engpaßgebührenrechte mit dem tatsächlichen Lastflußsituation oder den tatsächlichen individuellen Durchleitungen übereinstimmt. Bushnell und Stoff stellen allerdings die Vermutung auf, daß ihre Effizienzergebnisse robust sind in dem Sinne, daß die Ineffizienzen bei Vorliegen von Abweichungen zwischen dem Satz von Engpaßgebührenrechten und der tatsächlichen Lastflußsituation eher gering sind. Dies kann insbesondere dann erhofft werden, wenn die Engpaßgebührenrechte handelbar ausgestaltet sind.¹³⁵

Zusammenfassend soll festgehalten werden, daß das Konzept des Kontraktnetzwerks, wie es hier verstanden wird, das heißt als vertragliches System der Allokation von Verfügungsrechten an Transportanlagenerträgen,¹³⁶ gegenüber dem Status quo eine erhebliche Veränderung bedeutet und eine vollständig neue institutionelle Ausgestaltung verlangt. Es kann daher als eine mögliche Ausgestaltung einer Regulierungsregel im Bereich des Stromtransports gelten. Diese Regel betrifft die Allokation der Transporterlöse auf die Eigentümer der Transportanlagen. Sie kann vor allem in Verbindung mit der oben eingeführten Regel zur Bildung optimaler Transportpreise für die

¹³⁵ Oren (1997) untersucht in einem verwandten Kontext die Frage, welche Ineffizienzen zu erwarten sind, wenn die Rechte nichthandelbar ausgestattet wären und zeigt, daß in diesem Fall erhebliche Ineffizienzen sowohl bei Nutzung als auch bei Ausbau der Transportanlagen zu erwarten sind. Diese Ineffizienzen können durch Übergang zu handelbaren Engpaßgebührenrechten unter bestimmten Annahmen verhindert werden.

¹³⁶ Zu beachten ist, daß, anders als in der originalen Hogan-Konzeption, die Existenz von zentral organisierten und monopolistischen Handelsorganisationen (Strombörsen) nicht unterstellt wurde. Notwendig für die oben skizzierten generellen Aussagen ist allerdings die Annahme, daß diejenige Institution, die für die Preisberechnung der Engpaßgebührenrechte zuständig ist, zumindest über Informationen über Grenzkostendifferentiale zwischen Regionen oder Knoten verfügt, die durch Netzengpässe separiert werden. Ob diese Informationen via langfristige Verträge mit Eigentümern einzelner (Spitzenlast-)Kraftwerke, aus Informationen über die Kosten eigener Kraftwerke, spezielle Ausschreibungen beziehungsweise Auktionen für kurzfristige Stromlieferungen beziehungsweise -abschaltungen oder via Preisermittlung in Strombörsen gewonnen werden, ist in diesem Zusammenhang irrelevant.

Nutzer der Transportanlagen unter bestimmten Bedingungen die Effizienz gegenüber dem Status quo erhöhen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist in der Literatur zwar noch keine Konsens darüber hergestellt, welche konkrete Ausgestaltung insbesondere für die Allokation neuer Engpaßgebührenrechte besonders erfolgversprechend ist, um Ineffizienzen beim Netzausbau zu verhindern. Es steht allerdings ohne Zweifel fest, daß diese Frage bei konkreten Reformen des Stromsektors behandelt werden müssen, da die bisherigen Gentlemen's Agreements bei Zutritt neuer Akteure in Erzeugung und Transport zunehmend ineffiziente institutionelle Antworten auf die zugrundeliegenden Koordinierungserfordernisse in Transportanlagenutzung (Systembetrieb) und Transportanlagenausbau (Systemplanung) sind.

Das betrachtete Konzept des Kontraktnetzwerks mag in der bisherigen Form nicht alle Externalitäten-Probleme im Netz lösen, stellt allerdings den bislang einzigen konsistent erscheinenden Ansatz für eine Neugestaltung der Netznutzungsregeln und Netzausbauregeln dar, der in der Literatur diskutiert wird. Es ist auch festzuhalten, daß das Konzept grundsätzlich einen „weichen“ Übergang vom Status quo zu neuen Formen der Koordinierung der Netznutzung erlaubt. Es ist in der Lage, die Rechte der bisherigen Nutzer und Eigentümer zu schützen und gleichzeitig der Vorteil zu erzielen, daß das gesamte System der vertraglichen Beziehungen im Transportbereich flexibler wird und insofern etwaige Anpassungen auf der Unternehmensebene erheblich erleichtert werden können.

Es muß an dieser Stelle auch festgehalten werden, daß die vorteilhaften Investitionsanreize, die die Implementierung des Konzepts des Kontraktnetzwerks unter bestimmten Bedingungen schafft, mehr mit der Art der Zuweisung von Verfügungsrechten als mit der Form der Verfügungsrechte selbst zu tun hat. Es mögen somit durchaus andere Formen der Allokation von Verfügungsrechten an den Gesamttransporterlösen existieren, die unter schwächeren Bedingungen korrekte Investitionsanreize setzen. Die Literatur ist allerdings derzeit noch wenig konklusiv. Es steht zu hoffen, daß angesichts der Bedeutung des Stromtransports für die Gesamteffizienz des Stromsektors Fortschritte sowohl in der theoretischen Analyse als auch in der empirischen Überprüfung der gewonnenen Ergebnisse erzielt werden.

4. Fazit

Die in den letzten Abschnitten behandelten Fragestellungen betrafen Probleme der Preisstrukturregulierung im Bereich des Stromtransports. Diese sind angesichts der wirtschaftlichen Interdependenzen zwischen Stromerzeugung und Stromtransport von zentraler Bedeutung für die Gesamteffizienz eines Stromsystems. Welche Ergebnisse ergaben sich bei der Analyse?

Es wurde zunächst gezeigt, daß optimale Preisstrukturen in der Stromwirtschaft eine räumliche Dimension aufweisen, also ein System nodaler Preise bilden. Dabei ergab sich als Ergebnis, daß sich die kurzfristigen Grenztransportkosten zwischen dem Ort A und dem Ort B an der Differenz zwischen den Grenzerzeugungskosten am Ort A und B orientieren. Es wurde ferner für den Fall eines unrestringierten Systems gezeigt, daß die kurzfristigen Grenztransportkosten einzelner Transportvorgänge (Durchleitungen) und damit die optimalen Transportpreise durch die Grenztransportverluste dieses Transportvorgangs bestimmt werden. Diese reflektieren die Differentiale der optimalen nodalen Preise. Für den Fall des durch Netzengpässe restringierten Systems wurde gezeigt, daß die kurzfristigen Grenztransportkosten und damit die optimalen Transportpreise durch die Grenztransportverluste und die Schattenpreise des Netzengpasses bestimmt werden. Sowohl im unrestringierten als auch im restringierten Fall reflektieren die optimalen Transportpreise die Differenzen der optimalen nodalen Preise.

Anschließend wurde der Frage nachgegangen, ob derartige Preisstrukturen unter unvollständigen Informationen ermittelt werden können und ob die Bildung derartiger Preisstrukturen zur Berechnung von Transportpreisen genutzt werden können, die von den Nutzern der Transportanlagen entrichtet werden und die zu einer Annäherung der individuellen Kraftwerkseinsatzplanungen an einen „first-best“-optimalen Systemkraftwerkseinsatzplan führen könnten. Diese Frage ist insbesondere dann von Interesse, wenn die individuellen Kraftwerkseinsatzplanungen über Preise und nicht über eine zentrale Instanz, etwa den Systembetreiber (der identisch mit einem dominanten Stromunternehmen sein könnte) oder einer zentralen monopolistischen Strombörse gesteuert werden sollen.

Bei der Diskussion dieser Frage wurde zunächst herausgestellt, daß die bisherigen institutionellen Ausgestaltungen zur Ermittlung von Transportpreisen ungeeignet sind und durch neue Formen von Koordinierungsstrukturen ersetzt werden müssen, die die potentiellen Externalitäten im Bereich der Netznutzung wirkungsvoller internalisieren. Diese Koordinierungsstrukturen

werden zu einem großen Teil den Charakter eines unvollständigen Vertrags haben, da optimale Preise für den Stromtransport im Regelfall nicht vollständig ex ante für jede Lastflußsituation berechnet werden können. Daraus folgt, daß Regeln für die Preisbildung definiert werden müssen, die eine flexible Anpassung der Preise an geänderte Lastflußsituationen erlauben und auch den Zugang neuer Nutzer zu den Transportanlagen regeln. Ferner müssen vermutlich auch die Regeln in gewissem Ausmaße variierbar sein, da bei zunehmender Anzahl der Nutzer die Anforderungen an den Preisbildungsmechanismus steigen.¹³⁷ Die hierzu aufzuwendenden Transaktionskosten dürften im Optimum generell bei zunehmender Teilnehmeranzahl steigen, da in diesem Fall auch die Transaktionskosten steigen, die durch die zunehmenden Externalitäten entstehen.

Dies hat Auswirkungen auf die optimale Preisstrukturregulierung. Es kann davon ausgegangen werden, daß ein vollständiger Regulierungsvertrag unter Berücksichtigung positiver Koordinierungs- und Motivationskosten nicht wirtschaftlich formulier- und implementierbar ist. Es ist statt dessen davon auszugehen, daß der Regulierer die dezentral vorhandenen Informationen über technische Restriktionen, Nachfrageelastizitäten und Grenzerzeugungskosten nicht unmittelbar ermitteln kann. Aus diesem Grund ist zu vermuten, daß er eher Regeln zur Preisbildung im Rahmen eines notwendig unvollkommenen Regulierungsvertrags vorschreibt und die Auslegung dieser Regeln zu weiten Teilen weiteren vertraglichen Vereinbarungen zwischen den Netznutzern und Netzeigentümern überlassen muß. Nur hierdurch können die dezentral vorhandenen privaten Informationen hinreichend für die Findung einer effizienten Lösung nutzbar gemacht werden.

Die für den Fall der Transportpreise ermittelten Ergebnisse sind unter Berücksichtigung der Transaktionskostencharakteristika in modifizierter Form übertragbar auf andere Fragestellungen, etwa für die Ermittlung optimaler Preise für den Ankauf unabhängigen Stroms durch ein dominantes Stromunternehmen. Sie können beispielsweise für die Analyse optimaler Preise nach dem Stromeinspeisungsgesetz oder nach dem Alleinabnehmermodell der EU-Stromrichtlinie verwandt werden.¹³⁸

¹³⁷ Allerdings hat diese Flexibilität unter Umständen Kosten: Wie bereits mehrfach betont, bestehen in jeder hybriden Koordinierungsstruktur — mit oder ohne öffentlichem Regulierer — Opportunitätsprobleme, die durch eine Einschränkung der Flexibilität begrenzt werden müssen. Dies gilt auch für die Regeln zur Bildung von Transportpreisen, da andernfalls die Investitionseffizienz in Erzeugung und Transport gefährdet ist.

¹³⁸ Vgl. Fn. 82.

Schließlich wurde der Frage nachgegangen, ob die Erlöse aus den Transportpreisen derart alloziert werden können, daß Anreize zum effizienten räumlichen Ausbau des Gesamttransportnetzes bei nicht voll horizontal integriertem Eigentum an den Transportanlagen gesetzt werden können

Hierzu wurde zunächst die traditionelle „link-based“-Regel auf ihre Investitionsanzreizwirkungen untersucht und gezeigt, daß diese Regel trotz ihrer intuitiv ansprechenden Form (sie weist Verfügungsrechte in Anlehnung an das allgemeine Eigentumsrecht zu: „Jeder darf über seine Leitung Strom leiten“) zu drastisch verzerrten Investitionsanreizen führt und darüber hinaus mit den technischen Charakteristika des Stromtransports über verbundene Leitungen unvereinbar ist.

Anschließend wurde als Alternative das Konzept des Kontraktnetzwerks und seine Erweiterungen betrachtet. Dieses berücksichtigt zum einen die technischen Charakteristika des Stromsektors und führt zum anderem dazu, daß die Summe der an die Eigner der Transportanlagen gezahlten Beträge nicht die Summe der von den Nutzern gezahlten Transportpreise übersteigt. Die Implementierung des Kontraktnetzwerk-Konzepts kann unter bestimmten Bedingungen Fehlanreize beim Ausbau der Transportanlagen verhindern. Unter restriktiven Bedingungen vermag das Konzept sogar nicht nur, Fehlinvestitionen zu verhindern, sondern sogar Anreize zum effizienten räumlichen, dezentral gesteuerten Ausbau von Transportanlagen zu setzen. Es wurde betont, daß die vorteilhaften Investitionsanreize, die die Implementierung des Konzepts des Kontraktnetzwerks unter bestimmten Bedingungen schafft, mehr mit der Art der Zuweisung von Verfügungsrechten, d.h. insbesondere der Schaffung handelbarer und miteinander vereinbarer Verfügungsrechte, als mit der konkreten Form der Verfügungsrechte selbst zu tun hat. Es mögen somit durchaus andere Formen der Allokation von Verfügungsrechten an den Gesamttransporterlösen existieren, die unter schwächeren Bedingungen korrekte Investitionsanreize setzen. Die Literatur ist allerdings derzeit noch wenig konklusiv und das Kontraktnetzwerk-Konzept der bislang am umfassendsten analysierte Ansatz.

Es muß betont werden, daß auf dem recht hohen Abstraktionsniveau dieses Kapitels noch keine Empfehlungen für eine Implementierung des Konzepts des Kontraktnetzwerks oder Varianten dieser Konzeption etwa für die deutsche Stromwirtschaft abgeleitet werden können. Grund dafür ist, daß die theoretische Diskussion in der Literatur zu dieser Frage bislang keine robusten und für den Fall der deutschen Stromwirtschaft interpretierbare optimale Lösungsstrategien liefern kann. Es wird daher eine Aufgabe weiterer Un-

tersuchungen sein, die begrenzte empirische Evidenz über alternative Zuweisungsregeln für die von den Nutzern erhobenen Transporterlöse dahingehend zu untersuchen, welche Investitionsanreize sie setzen und konkret, ob sie — ähnlich der traditionellen „link-based“-Regel — zu massiven Fehlanreizen im Bereich des Ausbaus von Transportanlagen führen können.

III. Verhältnis von Marktverhaltens- und Marktstrukturregulierung in vertikal strukturierten Sektoren: Endogene Festlegung der Regulierungsbereiche im Mehrproduktfall

Es wurde in Kumkar (1998b) dargelegt, daß die Theorie im unregulierten Fall keine eindeutigen und robusten Schlüsse bezüglich der Vor- und Nachteile vertikaler Integration erlaubte: Insofern kann ein Laissez-faire bezüglich der vertikalen Integration nahegelegt werden. Die in diesem Abschnitt zu beantwortende Frage lautet, ob sich an dieser Schlußfolgerung wesentliches ändert, wenn die Transportstufe eines vertikal integrierten Unternehmens preisreguliert wird.

Hierzu wird zunächst diskutiert, ob die Gefahr eines vertikalen Ausschlusses anderer Unternehmen vom Zugang zu den Transportdienstleistungen besteht (Abschnitt III.A) und welche Möglichkeiten zur Verbesserung der funktionellen Entflechtung existieren (Abschnitt III.B). Im Anschluß wird auf Vorschläge eingegangen, bei Gefahr eines vertikalen Ausschlusses das gesamte vertikal integrierte Unternehmen, also auch dessen Erzeugungssparte zu regulieren (Abschnitt III.C). Dieses würde eine Ausdehnung des Regulierungsbereichs über die Transportstufe hinaus implizieren. Schließlich wird diskutiert, ob eine vertikale strukturelle (eigentumsrechtliche) Entflechtung der integrierten Unternehmen angezeigt sein kann (Abschnitt III.D). Damit wird die bereits in Kumkar (1998b: Abschnitt C.II.2) aufgeworfene Frage erneut untersucht, ob eine vertikale eigentumsrechtliche Zwangsentflechtung der bislang integrierten Unternehmen angestrebt werden sollte. Diese strukturregulierende Maßnahme wird auf ihre Vor- und Nachteile gegenüber einer Regulierungspolitik überprüft, die die vertikale Struktur des Stromsektors weitgehend den Entscheidungen der privatwirtschaftlichen Akteure überläßt.

A. Das Problem des vertikalen Ausschlusses im Regulierungsfall

Bei den bisherigen Betrachtungen wurde unterstellt, daß die Stufe des Stromtransports wirksam funktionell oder strukturell von den anderen Stufen

der Stromwirtschaft separiert ist. Als Ergebnis dieser Entflechtung verfügt der Regulierer zumindest ex post über Informationen über die Gesamtkosten der Produktion eines Gutes oder Güterbündels, im hier schwerpunktmäßig betrachteten Fall der Transportpreisregulierung insbesondere über Informationen über die gesamten auf der Transportstufe anfallenden Kosten eines regulierten Unternehmens. Diesbezüglich liegen also zumindest ex post symmetrische Informationen vor.¹³⁹ Dies ist, wie sich zeigen wird, eine kritische Annahme, die in diesem Abschnitt gelockert wird. Die Existenz vertikal integrierter Stromunternehmen sorgt unter asymmetrischen Information für erhebliche Komplikationen des Regulierungsverfahrens. Das zentrale Problem rührt daher, daß die Kosten der intern produzierten Zwischenprodukte gemessen werden müssen.

Es sei angenommen, daß ein Unternehmen sowohl Strom erzeugt, transportiert und auch an Endkunden verkauft. Da das Zwischenprodukt Stromtransport preisreguliert werden soll, steht der Regulierer vor dem Problem, den Transportpreis des integrierten Unternehmens dahingehend evaluieren zu müssen, ob dieser Preis den tatsächlichen Transportkosten entspricht. Zusätzlich entsteht das Problem, das der Kapitalstock des Unternehmens möglicherweise von mehreren Sparten gemeinsam genutzt wird, er also den Sparten der Erzeugung, Transport und Endverkauf alleine nicht vollständig kostenbasiert zugerechnet werden kann. Nehmen wir an, nur die Transportsparte des Unternehmens soll reguliert werden, Erzeugung und Endverkauf seien zu einer Aktivität „Stromverkauf“ zusammengefaßt. Dann stellt sich möglicherweise erstens das Problem, daß die Kenntnis über die interne Kostenstruktur private Information des Unternehmens wäre, die Informationen also asymmetrisch verteilt sind. Dann ist offensichtlich die Gefahr gegeben, daß der Regulierer die Kostenzurechnung nicht überprüfen kann, selbst wenn keine gemeinsamen Fixkosten vorliegen würden. Zweitens könnten gemeinsame fixe Kosten des Stromtransports und des Verkaufs vorliegen. Dann entsteht regelmäßig das Problem, daß eine vollständige Aufteilung der Kosten auf die Sparten allein aus Informationen über die Kostenstrukturen

¹³⁹ Nicht notwendig ist hiermit die Kenntnis über die Kostenstrukturen bei der Produktion differenzierter Güter verbunden. Diese Unkenntnis des Regulierers ist die Grundlage der in Abschnitt II.C.2 diskutierten Probleme der Preisstrukturregulierung.

unmöglich ist, selbst wenn keine Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und Reguliertem vorliegen würden.¹⁴⁰

In der Literatur werden drei Strategien diskutiert, wie das Unternehmen seinen Informationsvorteil strategisch ausnutzen könnte, wenn es gleichzeitig in regulierten sowie in unregulierten Märkten tätig ist und keine nennenswerten gemeinsamen Fixkosten von Transport und Verkauf vorliegen.¹⁴¹

Strategie 1: Das integrierte Unternehmen kann Anreizen unterliegen, im Stromverkauf räuberisches Preisverhalten zu entfalten, wenn diese Stufe unreguliert ist. Es kann die Gewinne aus der regulierten Transportstufe somit dazu verwenden, um auf dem anderen Markt Preise unter Grenzkosten zu setzen. Unter bestimmten Annahmen scheiden in diesem Fall seine Konkurrenten im Stromverkauf aus dem Markt.

Strategie 2: Das Unternehmen kann Anreizen unterliegen, den Preis für das Produkt Stromtransport für *seine Konkurrenten* hoch anzusetzen oder die Konkurrenten im Stromverkauf vollständig vom Zugang zu diesem Input auszuschließen, um hierdurch die Konkurrenten zum Ausscheiden aus dem Markt für den Stromverkauf zu zwingen.

Strategie 3: Das Unternehmen kann Anreizen unterliegen, die Preise für den Transport *generell* überhöht anzusetzen, um über die Gewinne auf dieser Stufe von seinem Informationsvorteil zu profitieren, ohne daß es ein Ausscheiden seiner Konkurrenten anstrebt.¹⁴² Erlaubt wird ihm dies durch dem Umstand, daß er Kosten der unregulierten Sparte der regulierten Sparte zurechnet.

¹⁴⁰ Dies gilt eindeutig bei fixen Kosten für Inputs, die keine Rivalität in der Nutzung aufweisen. Partielle Rivalität sorgt dafür, daß die Fixkosten nicht vollständig aufgeteilt werden können.

¹⁴¹ Vom Problem der gemeinsamen Fixkosten wird zunächst abgesehen und daher vom Problem der hierdurch möglicherweise bedingten Komplementärerträge zunächst abstrahiert. Vgl. allgemein zu Strategien von Unternehmen, die sowohl in regulierten Märkten als auch in unregulierten Märkten operieren, Carlton und Perloff (1990: 502 f.), Brennan (1986; 1990).

¹⁴² Im Gegenteil kann er unter Umständen ein starkes Interesse an intensivem Wettbewerb in der Erzeugung haben, wenn dies zu Grenzkostenpreisen der anderen Unternehmen führt und hierdurch das potentielle Effizienzproblem des doppelten Gewinnaufschlags (Kumkar 1998b: Abschnitt C.II.2.b) vermieden wird.

Auf die erste Strategie soll hier nur kurz eingegangen werden: Räuberisches Preisverhalten ist nur unter sehr restriktiven Annahmen eine profitable Strategie für das integrierte Unternehmen.¹⁴³ Selbst wenn es dem integrierten Unternehmen gelingen würde, alle derzeitigen und aktuellen Konkurrenten im Stromverkauf aus dem Markt zu drängen, bliebe die potentielle Konkurrenz internationaler Stromunternehmen, die sich entweder direkt im deutschen Stromsektor engagieren würden, in dem sie Kraftwerke bauen oder aus dem Ausland Strom nach Deutschland exportieren werden.¹⁴⁴

Die zweite Strategie ist von größerem Interesse, da sie eine Variante des Problems des vertikalen Ausschlusses abbildet (vgl. für eine Untersuchung unter Laissez-faire-Bedingungen Kumkar 1998b: Abschnitt C.II.2.b). Probleme des vertikalen Ausschlusses können sich unter den Bedingungen der partiellen Regulierung¹⁴⁵ eines vertikal integrierten Unternehmens immer dann ergeben, wenn das Produkt Stromtransport in nennenswertem Maß einen heterogenen Charakter aufweist und die von den Konkurrenten nachgefragten Produktarten sich von denen unterscheiden, die das integrierte Unternehmen selbst intern als Input nachfragt. Sofern der Regulierer über keine Informationen über die Struktur der die durch die einzelnen Transportvorgänge verursachten Kosten hat, unterliegt das Transportunternehmen Anreizen, seine Konkurrenten durch überhöhte Transportpreise („preisliche Diskriminierung“), schlechtere Produktqualitäten („qualitative Diskriminie-

¹⁴³ Vgl. Philips (1995: 185–229) für eine ausführliche Diskussion räuberischen Preisverhaltens als gewinnmaximierende Strategie. Unter den von ihm identifizierten notwendigen Bedingungen für die Profitabilität einer solche Strategie (Philips 1995: 204) ist insbesondere diejenige zu nennen, die eine Unkenntnis der Konkurrenten über die tatsächlichen Ziele des „Räubers“ betreffen: Die Konkurrenten dürfen nicht wissen, daß das betreffende Unternehmen tatsächlich räuberisches Preisverhalten an den Tag legt, sondern müssen befürchten, daß die niedrigen Preise mit einer positiven Wahrscheinlichkeit auf niedrige Kosten des „Räubers“ zurückzuführen sind. Diese Annahme ist für den Fall der Stromerzeugung wenig plausibel, da etablierte Unternehmen hinreichende Informationen über die Standardtechniken und Kostenverläufe in der Stromwirtschaft verfügen dürften: Die Stromwirtschaft kann als relativ ausgereifter Sektor gelten (Kumkar 1998b: Kapitel B). Vgl. auch Ordovery und Saloner (1989) für einen kritischen Literaturüberblick.

¹⁴⁴ Vgl. für eine ähnliche Argumentation im Kontext der europäischen Stromrichtlinie und der dort vorgesehenen Schutzklauseln Kumkar (1998a: 34).

¹⁴⁵ Unter einer *partiellen* Regulierung wird im folgenden der Umstand verstanden, daß nur einzelne Sparten eines Unternehmens einer expliziten Verhaltensregulierung unterworfen werden. Im Gegensatz hierzu werden im Fall einer *umfassenden* Regulierung alle Sparten eines Unternehmens einer Verhaltensregulierung unterworfen.

nung“)¹⁴⁶ oder vollständige Verweigerung des Zugangs zum Produkt Stromtransport („prohibitive Diskriminierung“) zu benachteiligen.^{147:148} Im Ergebnis kann das Unternehmen unter Umständen Wettbewerb im Stromverkauf (und damit unter den gemachten Annahmen in der Erzeugung) be- oder verhindern.¹⁴⁹

Auch der Anreiz zur Strategie 3 ist auf asymmetrische Informationen über die Kostenstruktur zurückzuführen. In diesem Fall liegen die Probleme in der Kostenzurechnung *zwischen* den Stufen des Verkaufs und des Transports, nicht *innerhalb* der Stufe des Transports. Bei beiden im folgenden betrachteten Strategien des regulierten Unternehmens ist das Ziel eine Quersubventionierung der unregulierten Unternehmenssparte durch die Erlöse aus der regulierten Unternehmenssparte. Das Unternehmen kann zweierlei Strategien verfolgen: Zum einen kann es versuchen, die internen Transferpreise zugunsten der unregulierten Sparte zu erhöhen. Nehmen wir zu diesem

¹⁴⁶ Dies kann beispielsweise durch die Verweigerung des Zugangs zu sogenannten Netzhilfsdienstleistungen geschehen. Verweigert er etwa Konkurrenten die Bereitstellung von Reservekapazität, liegen bei der Vorhaltung von Reservekapazitäten nennenswerte Größenvorteile vor, so kann das dem Konkurrenten bereitgestellte Produkt Stromtransport als von schlechterer Qualität interpretiert werden als das intern für eigene Zwecke bereitgestellte Produkt des Stromtransports.

¹⁴⁷ Allerdings ist die Strategie des regulierten Unternehmens erfolglos, wenn die Kostenzurechnung auf die beiden Sparten durch den Regulierer wirksam kontrolliert werden kann, mit anderen Worten eine funktionelle Entflechtung wirksam implementiert werden kann. In diesem Fall wird der Regulierer den Preis des Produkts Transport derart regulieren können, daß die Monopolrenten im effizienten Ausmaß begrenzt werden.

¹⁴⁸ Diskriminierungsverbote werden im Fall der Vereinigten Staaten vor allem durch den Clayton Act von 1914 und seine Novellierung durch den Robinson-Patman Act von 1936 definiert (vgl. Spulber 1989: Kapitel 12,13), im Fall Deutschlands durch §§ 22 und 26 GWB.

¹⁴⁹ Allerdings ist preisliche oder sonstige Diskriminierung nicht notwendig effizienzgefährdend, wenn sie auf vertragsökonomische Probleme, etwa gemeinsame Fixkosten zurückzuführen ist, die eine reine kostenbasierte Zurechnung auf die Sparten tendenziell unmöglich machen. In diesem Fall kann das Unternehmen Effizienzanreize unterliegen, die Preisstruktur für den Stromtransport an den relevanten Nachfrageelastizitäten auszurichten (Ramsey-Preise). Dies deutet darauf hin, daß eine Preisdiskriminierung auch bei vertikal integrierten Unternehmen nicht notwendig eine Quersubventionierung anzeigen muß, sondern eine effiziente Preissetzung sein kann (vgl. Fn. 146 und 186 in Abschnitt C.II). Vgl. für eine auf ähnlichen Argument basierende Kritik von Nicht-Diskriminierungsvorschriften Klass und Salinger (1995: 685). Vgl. für die (effizienten) Zugangsbeschränkungen im Fall U.S.-amerikanischer Börsen die in Richter (1996: 35) genannte Literatur. Vgl. auch Reiffen und Kleit (1990: 437).

Zweck (in Abweichung vom bisherigen Vorgehen) an, sowohl Endverkauf als auch Stromtransport wären reguliert. Dann kann es sich lohnen, den internen Preis für selbst erzeugten Strom nach oben zu manipulieren und diesen überhöhten Preis dann als Vorkosten der regulierten Unternehmenssparten geltend zu machen. Dies erhöht den Gewinn der unregulierten Erzeugungssparte. Diese Strategie sei als Strategie 3a bezeichnet. Zu beachten ist, daß das Unternehmen in diesem Fall den Ankauf unabhängigen Stroms verweigern wird, um die überhöhten Preise nicht erkennbar werden zu lassen, beziehungsweise die Renten nicht den unabhängigen Erzeugern zukommen zu lassen. Zum anderen kann es versuchen, den Preis für das regulierte Produkt nach oben zu manipulieren. Wenn es Kosten, die durch den Stromverkauf verursacht werden, dem Stromtransport zurechnen kann, erhöht dies den Gewinn der unregulierten Sparte.¹⁵⁰ Diese Strategie sei als Strategie 3b bezeichnet. Zu beachten ist, daß sie nicht notwendig Auswirkungen auf den Wettbewerb im Stromverkauf, beziehungsweise auf die Profitabilität der unregulierten Unternehmen haben muß: Es ist durchaus denkbar, daß das Transportunternehmen seine Konkurrenten im Stromverkauf nicht aus dem Markt drängt, sondern seine Monopolmacht allein via überhöhte Transportpreise in Gewinne umsetzt und so die Regulierung seiner Transportstufe unterläuft.¹⁵¹ Die Wettbewerbsintensität im Stromverkauf wird von den überhöhten Preisen direkt nicht betroffen.

¹⁵⁰ Vgl. auch Blair und Kaserman (1985: 290). Zu beachten ist, daß dieser Integrations- beziehungsweise Expansionsanreiz nicht auf die vertikale Dimension begrenzt ist, sondern auch horizontale oder laterale Dimensionen aufweisen kann. Entscheidend ist, daß die Kostenverschiebung nicht vollständig durch den Regulator verhindert werden kann. Dies ist allerdings dann am plausibelsten anzunehmen, wenn die Kosten von der Art her beiden betreffenden Sparten zuzurechnen sein könnten. Ein Transportunternehmen wird Problemen gegenüberstehen, wenn es in einen völlig anderen Sektor, etwa die Automobilindustrie, integriert und dann versucht, gegenüber dem Regulierer die Kostenzurechnung zu manipulieren.

¹⁵¹ Es ist in diesen Fällen auch möglich, daß zu den negativen Allokationswirkungen (regulierter Preis ist überhöht) negative Produktionseffizienzeffekte kommen: Das Unternehmen mag höhere produktspezifische Kosten in der Erzeugung aufweisen als unabhängige Erzeuger. Solange dieses Kostendifferential nicht höher ist als der inkrementale Gewinn aus der Kostenverschiebung, wird das Unternehmen seiner Strategie der vertikalen Integration weiter folgen. Zu beachten ist, daß für das Argument nur die Annahme getroffen werden muß, daß der Regulierer Unkenntnis über die Kostenstruktur zwischen Verkauf (einschließlich Erzeugung) hat, die Gesamtkosten und die Nachfrage mögen ihm bekannt sein.

Die Frage nach der optimalen Regulierung der Zugangspreise für die Nutzung der Transportanlagen stellt unter Bedingungen asymmetrischer Informationen vermutlich eines der schwierigsten Probleme bei Re-Regulierungen der Stromwirtschaft dar. Dies gilt vor allem dann, wenn Wettbewerb in Erzeugung und Handel ermöglicht werden soll und diese letztgenannten Bereiche dereguliert werden sollen, wie dies im Fall des Durchleitungsmodells, des Poolmodells und des Common-Carrier-Modells — in unterschiedlichem Ausmaß — der Fall ist. Das Problem liegt darin, daß der Besitzer der Netzanlagen gleichzeitig als Nutzer in potentieller oder aktueller Konkurrenz mit anderen Anbietern auf vor- oder nachgelagerten Stufen steht. Es liegt auf der Hand, daß damit die Frage nach den Netznutzungspreisen von entscheidender Bedeutung für die Gesamteffizienz des Stromsektors ist. In statischer Hinsicht gilt offenbar: Liegen die Preise für die Netznutzung über den internen ökonomischen Transferpreisen des integrierten Unternehmens, wird unter Umständen Markteintritt in die vor- oder nachgelagerte Stufe verhindert, selbst wenn dieser gesamtwirtschaftlich effizient wäre (Strategie 2). Tendenziell ist mit einer suboptimalen Produktionsmenge der nichtintegrierten Unternehmen zu rechnen. Liegen die Preise für die Netznutzung statt dessen unter den internen Transferpreisen, ist mit einer überoptimalen Produktionsmenge der nichtintegrierten Unternehmen zu rechnen. Die Produktionsmenge des integrierten Unternehmens ist ineffizient gering. Denkbar ist im letzten Fall, daß das integrierte Unternehmen aus der Stufe der Erzeugung und des Endverkaufs ausscheidet und insofern seinen Status als integriertes Unternehmen verliert: Es agiert als reines Netzununternehmen, selbst wenn dies ineffizient wäre. In dynamischer Hinsicht kommt hinzu, daß der Netzausbau sich unter Umständen nicht an gesamtwirtschaftlichen Effizienzkriterien ausrichtet, wenn „falsche“ Netznutzungspreise festgelegt werden (vgl. Abschnitt C.II.3).

Es kann festgehalten werden: Die Strategien 2 und 3a basieren auf Informationsasymmetrien bezüglich der Kostenstrukturen des regulierten Unternehmens. Diese werden in der Weise ausgenutzt, daß der Markteintritt von Konkurrenten in den unregulierten Markt unter Umständen behindert wird. Im Fall der Strategie 3b wird das Regulierungsziel — Begrenzung der Monopolrenten beim Transportunternehmen — unterlaufen.

Daraus folgt: Verbessert sich die Informationsbasis des Regulierers, könnten c.p. die Ineffizienzen der notwendig unvollkommenen Regulierung

gesenkt werden.¹⁵² Eine solche Verbesserung seiner Informationsbasis kann der Regulierer über verschiedene Wege erreichen, wovon im folgenden die wichtigsten untersucht werden :

1. Die Wirksamkeit der funktionellen Entflechtung wird durch gezielte Maßnahmen erhöht.
2. Die vertikal integrierten Unternehmen werden umfassend reguliert, das heißt auch die Erzeugung und der Stromhandel der integrierten Unternehmen werden einer Verhaltensregulierung unterworfen.
3. Die integrierten Unternehmen werden eigentumsrechtlich entflochten, das heißt einer strikten Strukturregulierung unterworfen: Transportunternehmen dürfen nicht mehr in Erzeugung und Stromhandel tätig werden.

B. Verbesserung der Wirksamkeit einer funktionellen Entflechtung

Jede der drei Strategien des integrierten Unternehmens kann unter Umständen durch eine genaue Beobachtung und Analyse der offenen Markttransaktionen des regulierten Unternehmens durch den Regulierer Grenzen gesetzt werden. Bei Verdacht auf Vorliegen der Strategie 2 wird der Regulierer versuchen müssen, Verweigerungen des Zugangs zu Transportdienstleistungen oder die gegenüber eigenen, internen Preisen überhöhten offenen Transportpreise zu entdecken. Prohibitive Diskriminierung kann beispielsweise dann vermutet werden, wenn keine Durchleitungen stattfinden, allerdings ungenutzte Transportkapazitäten existieren und die von unabhängigen Erzeugern in der Öffentlichkeit oder gegenüber dem Regulierer offenbarten Erzeugungskosten günstig sind. Ähnliches gilt für den Fall der qualitativen Diskriminierung und der preislichen Diskriminierung der Konkurrenten. Diese beiden Formen der Diskriminierung sind c.p. um so leichter zu entdecken, je häufiger Durchleitungen durch das Transportnetz des integrierten Unterneh-

¹⁵² Jede Regulierung ist unter Berücksichtigung positiver Transaktionskosten unvollkommen in dem Sinne, daß der Regulierer nicht über vollständige Informationen über alle für eine „first-best“-Regulierung relevanten Informationen verfügt. Als Nebenbemerkung sie hinzugefügt, daß im reinen „first-best“-Fall, das heißt ohne positive Transaktionskosten, die öffentliche Regulierung aus Effizienzgründen überflüssig wäre, da eine effiziente Lösung allein via privatwirtschaftlicher Verträge erreichbar wäre.

mens stattfinden, da dann die Wahrscheinlichkeit zunimmt, daß die Kosten fremder Durchleitungen mit den Kosten interner Transportvorgänge verglichen werden können. Der negative Einfluß der Produktheterogenität auf die Informationsqualität des Regulierers nimmt insofern c.p. ab. Auch bei Verdacht auf Vorliegen der Strategie 3a können die Preise auf dem offenen Markt der Verbesserung der Informationsbasis des Regulierers dienen. Kauft das integrierte Unternehmen wenig unabhängigen Strom an, obwohl Indizien dafür sprechen, daß die Kosten der unabhängigen Unternehmen unter den eigenen Erzeugungspreisen des integrierten Unternehmens liegen, kann dies die Vermutung des Vorliegen des Strategie 3a erhärten. Im Fall der Strategie 3b können unter Umständen Informationen über die Transportpreise oder -kosten anderer Transportunternehmen¹⁵³ verwandt werden, um die Kostenzurechnungsverfahren des regulierten Unternehmens auf Plausibilität zu überprüfen. Letztgenanntes Verfahren der Informationsgewinnung kann selbstverständlich auch zur Verbesserung der Informationsbasis für den Regulierer zur Aufdeckung der Strategien 2 und 3a verwandt werden.¹⁵⁴

Deutlich ist nach dem Vorgesagten die wichtige Rolle des offenen Marktes als Informationsquelle des Regulierers. Gleichzeitig wird deutlich, daß das Aufdecken der Strategien für den Regulierer mit erheblichen Problemen verbunden sein kann, da das Unternehmen Anreizen unterliegt, die Informationsgewinnung des Regulierers zu unterlaufen: In den Transportpreisen wird sich die Marktmacht des regulierten Unternehmens unter Umständen offenbaren. Derartige differenzierte Konditionen könnte das Eingreifen des Regulierers provozieren, da dieser beispielsweise aus dem Vergleich mit anderen regulierten Unternehmen ungefähre Vorstellungen über die im Stromtransport verursachten Kosten hat oder Analogien zwischen internen Transportvorgängen und Durchleitungen unabhängigen Stroms ziehen kann. Jeder offene Preis kann diesem Argument folgend dem Regulierer wertvolle Informationen liefern. Ergo hat das integrierte Unternehmen wegen drohender Verschärfung der Regulierung nur ein geringes Interesse an Durchleitungen durch sein Netz, das heißt an der offenen Bereitstellung des Zwischenpro-

¹⁵³ Dies können unter Berücksichtigung der spezifischen Umstände auch Informationen über die Kosten und Preise von Durchleitungen im Ausland sein.

¹⁵⁴ Vgl. allgemein zur Praktikabilität der zuletzt beschriebenen „Yardstick-Regulierung“ Laffont und Tirole (1993: 84 ff.) und Shleifer (1985); zur Yardstick-Regulierung in der U.S.-Stromwirtschaft vgl. Phillips (1993: 4-652).

dukts Stromtransport.¹⁵⁵ Also wird es unter Umständen kaum offene Preise geben und der Regulierer kann daher auch kaum Preisvergleiche anstellen. Wenn — wie im deutschen Status quo ante — keine Durchleitungen stattfinden, kann der Regulierer auch keine mißbräuchliche Preissetzung ahnden.

Eine andere Möglichkeit bildet die Schaffung eines unabhängigen Netz- oder Systembetreibers, der vom Regulierer zu bestimmende, transparente Regeln zur Bepreisung von Transportvorgängen beispielsweise in Anlehnung an die oben genannten Konzeption optimaler räumlicher Transportpreise anwendet. Dann kann der Regulierer die Anwendung der Regeln (imperfekt) überwachen, und die unabhängigen Unternehmen haben zumindest eine relativ sichere Ausgangsbasis für die Kalkulation ihrer eigenen Verkaufspreise. Die Schaffung des unabhängigen Systembetreibers kann vor allem durch die Etablierung offener Schnittstellen zwischen den Stromunternehmen als Maßnahme zur Erhöhung der Transparenz der Transportkonditionen und der Rechtssicherheit und insofern der Erhöhung der Effizienz im Stromsektor dienen. Allerdings ist diese Maßnahme, wie die anderen auch, mit Kosten verbunden: Zumindest werden durch die Etablierung des unabhängigen Systembetreibers die Koordinierungskosten erhöht.

Zusammenfassend können die beschriebenen Maßnahmen zur Informationsgewinnung als Mittel zur Erhöhung der Wirksamkeit der funktionellen Entflechtung interpretiert werden. Können diese Mittel wirksam eingesetzt werden, kann die Regulierung auf die Stufe des Stromtransports begrenzt werden. Der Regulierungsbereich wäre somit eng definiert: Stromerzeugung und Handel können selbst bei Vorliegen vertikal integrierter Stromunternehmen weitgehend dereguliert werden.

¹⁵⁵ Wenn das regulierte Unternehmen und die unregulierten Unternehmen die gleichen Anforderungen an das Zwischenprodukt Stromtransport haben, um das Endprodukt transportierter Strom herzustellen, kann das Transportunternehmen kaum behaupten, der Stromtransport wäre mit hohen Kosten verbunden (Strategie 3b), ohne gleichzeitig ein Argument gegen seine eigene Endverkaufsaktivitäten zu liefern: Der Regulierer kann überhöhte Transportpreise identifizieren, wenn er den hohen Transportpreis mit dem niedrigen Endverkaufspreis vergleicht und diese Differenz zum Beispiel den Erzeugungskosten (plus Marketing etc.) anderer Unternehmen entgegenstellt. Allerdings ergeben sich Schwierigkeiten, wenn das Zwischenprodukt spezifisch ist oder Kapazitätserweiterungen vorgenommen werden und die hierfür anfallenden Kosten private Information sind.

C. Umfassende Regulierung vertikal integrierter Unternehmen

Eine weitere Möglichkeit zur Begrenzung der Ineffizienzen einer Regulierung vertikal integrierter Unternehmen besteht darin, alle Sparten des Unternehmens einer Verhaltensregulierung zu unterwerfen. Dann besteht offensichtlich keine Möglichkeit mehr, Kosten aus regulierten in unregulierte Sparten zu „verschieben“ und so den Unternehmensgewinn zu erhöhen.¹⁵⁶ Tatsächlich entspricht diese Regel der traditionellen Regulierung der Stromunternehmen nicht nur in Deutschland, sondern auch in den meisten anderen Staaten dieser Erde.

Diese Regel ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn nennenswerte Kostenkomplementaritäten zwischen den verschiedenen Sparten des Unternehmens vorliegen. Nehmen wir an, daß zur Produktion des Gutes Transport und des Gutes Stromverkauf (einschließlich Erzeugung, vgl. S. 80) erhebliche Investitionen in gemeinsam genutzte Anlagen notwendig sind. Dann haben diese Anlagen unternehmensintern de facto den Charakter eines vollständig oder partiell öffentlichen Gutes. Eine rein kostenbasierte Zurechnung der Fixkosten ist in diesem Fall nicht möglich. Allerdings ist in diesem Fall auch festzuhalten, daß nicht nur der Stromtransport den Charakter eines natürlichen Monopols aufweist, sondern unter Umständen die gemeinsame Bereitstellung beider Güter: Die Komplementärerträge zwischen Verkauf und Transport in Verbindung mit den Größenvorteilen auf der Stufe des Stromtransports führen zu einem natürlichen, vertikal integrierten, Monopol des Unternehmens.

Unter diesen Bedingungen wäre eine (partielle) Regulierung nur der Transportsparte des integrierten Unternehmens nicht nur mit Kosten verbunden, sondern im Grenzfall auch wirkungslos im Sinne des Ziels einer Allokationseffizienzverbesserung: Bei starken Kostenkomplementaritäten wäre die gemeinsame Bereitstellung effizient, das Entstehen eines offenen Marktes für das Produkt Transport aus Effizienzperspektive kontraproduktiv. Das

¹⁵⁶ Ein weiterer Vorteil kann darin gesehen werden, daß das integrierte Unternehmen unter Umständen Anreize unterliegt, Ramsey-Preise zu setzen, beziehungsweise vom Regulierer dazu gezwungen werden könnte. Diese Frage könnte insbesondere dann von Interesse sein, wenn gemeinsame Fixkosten in Stromtransport und -verkauf anfallen und diese Kostenkomplementaritäten eine rein kostenbasierte Aufteilung der Fixkosten auf die Unternehmenssparten unmöglich machen. Vgl. Laffont und Tirole (1990; 1993: Kapitel 3 und 5).

Unternehmen wird bei nennenswerten Informationsasymmetrien alle Kosten dem Transport zurechnen, damit die Preise für den Transport inflationieren und somit der Regulierung zumindest zu einem erheblichen Teil entgehen können.

In der Realität ist allerdings nicht davon auszugehen, daß die Koordinierungserfordernisse zwischen den einzelnen Stufen der Stromwirtschaft nur intern in einem Unternehmen gelöst werden können und somit Kostenkomplementaritäten nur in einer hierarchischen Koordinierungsstruktur ausgeschöpft werden können. Und wenn andere wirtschaftliche Formen der Koordinierung zur Verfügung stehen, dann entfällt ein wesentliches Argument für die umfassende Regulierung der vertikal integrierten Unternehmen.

Damit ist nicht gesagt, daß die Konzeption zur umfassenden Regulierung grundsätzlich zu verwerfen ist: Bei stark asymmetrischer Information über die Kostenstruktur unterliegt das regulierte Unternehmen, wie oben erwähnt, mehreren Anreizen zur Kostenverschiebung, die durch eine umfassende Regulierung gesenkt werden könnte. Allerdings gilt es zu beachten, daß auch diese Regulierung unter Umständen massive Fehlanreize verursachen kann.

Ein Anreiz zur Verweigerung von Durchleitungen bzw. den Ankauf fremden Stroms durch eine umfassende Regulierung zeigt sich zum Beispiel bei einer Untersuchung des Status quo ante, bei denen alle Aktivitäten der Stromunternehmen der Regulierung unterliegen. Der Anreiz wird dann offenbar, wenn berücksichtigt wird, daß die Unternehmen nur dann in Erzeugungsanlagen investieren, wenn deren Rentabilität mindestens der alternativer Investitionen entspricht. Regelmäßig kann vermutet werden, daß die Kapitalrentabilität bei gewinnregulierten Unternehmen über der Rendite unregulierter Unternehmen liegt.¹⁵⁷ Wenn das so ist, dann hat das vertikal integrierte Unternehmen nur schwache Anreize, Durchleitungen zuzulassen: Diese Durchleitungen werden regelmäßig die eigene abgesetzte Strommenge verringern. Damit sinkt nicht nur kurzfristig die Auslastung der eigenen Anlagen. Langfristig müßte das integrierte Unternehmen Kapazitäten abbauen. Daran kann es angesichts der hohen (regulierten) Kapitalrentabilität nur selten ein Interesse haben (Kumkar und Neu 1997: 84).¹⁵⁸

¹⁵⁷ Vgl. für eine empirische Fundierung dieser Hypothese für den Fall der deutschen Stromwirtschaft Kumkar und Neu (1997: Abschnitt F.I).

¹⁵⁸ Ein ähnliches Argument liefert eine Erklärung dafür, daß bislang kaum unabhängig erzeugter Strom von den regulierten Gebietsmonopolisten angekauft wird, auch wenn die Erzeugungskosten in unabhängigen Kraftwerken erheblich unter denen der Er-

Ein weiterer Nachteil der umfassenden Regulierung kann in der geringeren Flexibilität des regulierten Unternehmens gesehen werden: Jede Preisregulierung ist mit einer Einschränkung der Freiheit des regulierten Unternehmens verbunden, auf Marktentwicklungen flexibel reagieren zu können, etwa Preise zu senken oder andere Güterbündel zu entwickeln.¹⁵⁹ Mit anderen Worten: Der wettbewerbliche Spielraum des regulierten Unternehmens ist mehr oder weniger weit eingeschränkt. Dies ist vor allem dann mit Effizienzeinbußen verbunden, wenn der Markt für den Stromverkauf entweder nicht den Bedingungen der atomistischen Konkurrenz genügt und/oder aber das regulierte Unternehmen in seinen wettbewerblichen Aktivitäten effizienter ist als seine Konkurrenten.¹⁶⁰

Zusammenfassend kann der Ansatz der umfassenden Regulierung als unter Umständen effizientes Mittel zur Erhöhung der Wirksamkeit der Regulierung interpretiert werden, wenn signifikante Kostenkomplementaritäten zwischen dem Stromtransport und anderen Sparten integrierter Unternehmen vermutet werden müssen. Die Regulierung kann in diesem Fall nicht auf die Stufe des Stromtransports begrenzt werden; der Regulierungsbereich wäre somit weit definiert: Stromerzeugung und Handel zumindest der integrierten Unternehmen wären weiterhin einer Verhaltensregulierung zu unterwerfen.

D. Vertikale Entflechtung

Als drastischste Maßnahme zur Senkung der Informationsasymmetrien kann erwogen werden, vertikal integrierte Unternehmen einer strukturellen Entflechtung zu unterwerfen. In diesem Fall entsteht ein eigentumsrechtlich eigenständiges Transportunternehmen, daß über keinerlei eigene Erzeugungs- und Verkaufssparten verfügt. Um die Dauerhaftigkeit dieser Maßnahme zu

zeugung in eigenen Kraftwerken liegen würden. In diesem Fall würden die Ankaufspreise für den unabhängig erzeugten Strom die Informationsbasis des Regulierers verbessern.

¹⁵⁹ Der Begriff des „Güterbündels“ ist hierbei weit zu fassen und umfaßt beispielsweise die typische (implizite) Kombination (Bündelung) einer „Preis-Versicherung“ mit einem Stromliefervertrag: Ein typischer Stromtarif sichert feste Preise für einen Zeitraum zu, obwohl die tatsächlichen Grenzkosten der Stromlieferung in der Zeit und im Raum erheblich schwanken.

¹⁶⁰ Vgl. ähnlich Carlton und Perloff (1990: 502). Vgl. für eine formale Analyse dieser Fragestellungen beispielsweise Wolinsky (1997). Vgl. auch die Ausführungen zur partiellen Deregulierung der Stromerzeugung in den Vereinigten Staaten durch den Energy Policy Act von 1992 (oben S.34).

gewährleisten, wird ihm ein Betätigungsverbot für jegliche andere wirtschaftliche Tätigkeit als die des Netzbetriebs und der -planung auferlegt. Dieses (Rest-)Unternehmen wird nunmehr gezielt preisreguliert. Alle anderen Unternehmen (einschließlich der ehemaligen Schwesterunternehmen) könnten unter Umständen vollständig dereguliert werden.¹⁶¹ In reiner Form findet sich eine unabhängiges Transportunternehmen im englisch/walisischen System (National Grid Company, vgl. Kumkar 1994).

Offensichtlich werden durch eine derartige Maßnahme der Strukturregulierung die meisten Anreize, einzelne Netznutzer bei dem Zugang zu den Transportanlagen zu bevorzugen, erheblich verringert.¹⁶² Hinzu kommt, daß die Preisregulierung des neuen Unternehmens, der ehemaligen Netzsparte, erheblich erleichtert wird: Die Relevanz der Kenntnis der Kostenstruktur durch den Regulierer nimmt c.p. dann ab, wenn die Zahl der produzierten Güterart sinkt, was bei einer vertikalen Zerlegung definitorisch der Fall ist. Diese Argumente bilden eine mögliche und häufig vorgebrachte ökonomi-

¹⁶¹ Als wohl prominentester Fall einer derartigen Maßnahme kann die Entflechtung des Bell-Systems in den Vereinigte Staaten genannt werden. Das vor der Entflechtung voll vertikal und horizontal integrierte Unternehmen AT&T (American Telephone and Telegraph Company) wurde 1982 nach einem Vergleich mit dem U.S.-Justizministerium eigentumsrechtlich in die neue AT&T und mehrere lokale Telefongesellschaften (Baby Bells) zerlegt. Diese Entflechtung ist rechtlich nachhaltig ausgestaltet: Den Baby Bells ist insbesondere (noch) die Integration in den wettbewerblichen Ferngesprächsmarkt untersagt. Der Zerlegung waren mehrere Versuche der Kartellbehörden vorangegangen, das Bell-System über andere Methoden zu re-regulieren, nachdem vermutet wurde, daß das Bell-System seine (auch Informations-)Macht dazu nutzte, Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Sektoren gesamtwirtschaftlich ineffizient einzuschränken. AT&T kontrollierte zu der Zeit sowohl den Markt für Fern- und Nahgespräche als auch (via Tochterunternehmen Western Electric) den Markt für Endgeräte. Vgl. zu diesem Fall ausführlicher den von Evans (1983) herausgegebenen Sammelband und den Rückblick von Brennan (1993). Die strukturelle Entflechtung von AT&T war Carlton und Perloff (1990: 501) zufolge auf die Einschätzung der Regulierer zurückzuführen, daß die Regulierung eines Unternehmens, das sowohl regulierten als auch unregulierten Märkten operiert, gescheitert war, mit anderen Worten eine wirksame funktionelle Entflechtung von AT&T unmöglich war.

¹⁶² Die vertikale Entflechtung muß allerdings unter Umständen durch weitere Restriktionen ergänzt werden, wenn die Gefahr besteht, daß zwischen dem Transportunternehmen und beispielsweise einzelnen Stromerzeugern oder Händlern kollusives Verhalten resultiert.

sche Begründung der zahlreichen restriktiven Vorschriften, denen regulierte Unternehmen in der Realität unterworfen werden.¹⁶³

Es ist an dieser Stelle festzuhalten, daß sich die Strukturregulierung in einem zum Teil substitutiven, zum Teil aber auch komplementären Verhältnis zur Preisregulierung verhält. Die Strukturregulierung kann auf der einen Seite die Preisregulierung des Stromtransports erleichtern und, gemessen an der Gesamteffizienz, das Ergebnis der Regulierung verbessern.¹⁶⁴ Auf der anderen Seite kann sie die Verhaltensregulierung teilweise ersetzen, wenn die strukturregulierende Maßnahme der Entflechtung mit dem im letztgenannten Ansatz der umfassenden Regulierung verglichen wird: Während dort der Regulierungsbereich alle Sparten des regulierten Unternehmens und damit alle Stufen des Stromsektors umfaßt, kann er bei einer vertikalen Entflechtung unter Umständen auf den Bereich des Stromtransports begrenzt werden.

Allerdings stehen diesen Vorteilen der vertikalen und strukturellen Entflechtung Kosten gegenüber: Mögliche Kostenkomplementaritäten, die unternehmensintern anfallen, werden durch die Entflechtung vollständig ignoriert, die Ausschöpfung von Komplementärerträgen somit unter Umständen verhindert. Hinzu kommt, daß die zwangsweise Entflechtung spezifische Marktzutrittsbarrieren etabliert. Dies senkt tendenziell das Ausmaß des aktuellen und potentiellen Wettbewerbs im Stromhandel und in der Erzeugung und läuft damit ebenfalls dem Effizienzziel entgegen.

Zusammenfassend kann der Ansatz der vertikalen strukturellen Entflechtung als Mittel zur Erhöhung der Wirksamkeit der Regulierung interpretiert werden, wenn signifikante Kostenkomplementaritäten zwischen dem Stromtransport und anderen Sparten integrierter Unternehmen nicht vermutet werden müssen, beziehungsweise durch andere Koordinierungsmechanismen ausgeschöpft werden können. Die Regulierung kann in diesem Fall auf die Stufe des Stromtransports begrenzt werden. Der Regulierungsbereich wäre

¹⁶³ Es sei beispielsweise darauf hingewiesen, daß den U.S.-amerikanischen Stromunternehmen bis 1992 jegliche Auslandsinvestition (und generell jegliche Investition außerhalb ihres angestammten Versorgungsgebiets) untersagt war (Kumkar 1996a: 23 f.). Begründet wurde diese Vorschrift mit dem Argument, daß nur hierdurch die Verschiebung von Kosten und damit von Gewinnen zu Lasten der einheimischen Stromendkunden verhindert werden könne.

¹⁶⁴ Wobei an dieser Stelle offen bleiben muß, ob im Rahmen der Regulierung Ex-ante-Maßnahmen oder aber Ex-post-Maßnahmen angezeigt sind.

somit eng definiert: Stromerzeugung und Handel könnten vollständig dereguliert werden.

E. Fazit

Aufgabe des vorstehenden Kapitels war die Beantwortung der Frage, ob im Fall der Regulierung der Transportsparte ein integriertes Unternehmen Anreize zum vertikalen Ausschluß von Konkurrenten auf anderen Märkten unterliegt. Ferner wurde untersucht, welche Instrumente zur Begrenzung dieser Anreize der Regulierer einsetzen kann.

Es wurde gezeigt, daß die Gefahr des vertikalen Ausschlusses besteht, wenn die funktionelle Entflechtung nicht wirksam umgesetzt werden kann, weil die Informationsasymmetrien sehr hoch sind und/oder erhebliche Kostenkomplementaritäten zwischen den Stufen der Stromwirtschaft vorliegen. Zur Linderung dieser Probleme kann der Regulierer mehrere Strategien verfolgen: Er kann versuchen, die Wirksamkeit der funktionellen Entflechtung etwa durch Etablierung eines unabhängigen Systembetreibers zu erhöhen oder auf andere Weise seine Informationsbasis zu erweitern. Er kann, vor allem bei Vorliegen erheblicher vertikaler Kostenkomplementaritäten, das integrierte Unternehmen als ganzes einer Verhaltensregulierung unterwerfen und hierdurch dessen Möglichkeiten zur gewinnerhöhenden Kostenverschiebung verringern. Schließlich kann er die drastische Maßnahme der strukturellen, eigentumsrechtlichen Entflechtung der integrierten Unternehmen in Erwägung ziehen, wenn die vertikalen, internen Kostenkomplementaritäten vernachlässigbare Größenordnungen aufweisen.

Welche Schlußfolgerungen sind aus den vorstehenden Ergebnissen zu ziehen?

Erstens: Jegliche Regulierungsreform, die Wettbewerb auf einer oder mehreren Stufen der Stromwirtschaft zum Ziel hat und gleichzeitig zumindest auf der Stufe des Stromtransports eine Begrenzung der Monopolrenten anstrebt, muß ergänzend Maßnahmen zur Separation der potentiell wettbewerblichen Bereiche der Stromwirtschaft von den weiterhin regulierten Bereichen zum Inhalt haben. Diese Entflechtungsmaßnahmen sind selbst mit Kosten verbunden, deren Höhe von dem Ausmaß der Informationsasymmetrien und der Kostenkomplementaritäten abhängt. Entscheidend ist, ob die bislang zum überwiegenden Teil unternehmensintern (mehr oder weniger) ausgeschöpften Komplementärerträge auch durch neue Koordinierungsstruk-

turen ausgeschöpft werden können. Dies hängt auch mit der Frage zusammen, wie groß der relevante Markt ist, da bei der Bildung der neuen Institutionen selbst Größenvorteile vermutet werden können.

Zweitens: In jedem Fall ist davon auszugehen, daß den aus einer Deregulierung beispielsweise der Stromerzeugung zu erwartenden Effizienzgewinne c.p. höhere Kosten der Regulierung entgegen stehen, die sich zum einen in höheren Koordinierungskosten der Regulierung selbst, zum anderen aber unter Umständen auch in höheren Motivationskosten aufgrund einer partiellen Regulierung zeigen könnten. Bei unvollständiger Information *kann* auch die vertikale strukturelle Entflechtung das Mittel der Wahl sein, *muß* es aber *nicht*.

Drittens: Der empirischen Höhe der Kostenkomplementaritäten und der Informationsasymmetrien kommt zentrale Bedeutung zu, wenn es um die Beurteilung der verschiedenen realen und denkbaren Regulierungsregeln im konkreten Fall geht. Hierzu liegt nach den wenigen Jahren, die seit den ersten wettbewerblichen Reformen (beginnend mit den englisch/walisischen Reformen) verstrichen sind, zwar bis heute eine nur sehr begrenzte empirische Evidenz vor. Gegenüber dem Stand von vor wenigen Jahren hat sich die Analysebasis aber immerhin erheblich verbessert. Hierauf wird in weiteren Untersuchungen einzugehen sein.

IV. Ergebnisse

Aufgabe dieses Papiers war die Identifikation der wesentlichen Trade-offs, die bei einer effizienten Wettbewerbspolitik für den Stromsektor zu beachten sind.

Bei der Analyse einer optimalen Preisniveau- und Preisstrukturregulierung muß danach gefragt werden, wie eine Regulierung ausgestaltet werden sollte, wenn grundsätzlich eine Regulierung des Stromtransports für angebracht gehalten wird. Dabei zeigt sich, daß es eine eindeutige, von den spezifischen Charakteristika des zu regulierenden Bereichs unabhängige, optimale Regulierungsregel zur Preisniveauregulierung nicht gibt. Die optimale Regel liegt im allgemeinen zwischen den Extremformen der Preisgrenzenregulierung und der Renditeregulierung. Eine Preisgrenzenregulierung vermag zwar unter Umständen die kurzfristigen Effizianzanreize des regulierten Unternehmens gegenüber einer Renditeregulierung zu erhöhen, weil sie dem Unternehmen kurzfristige Anreize zur Kostensenkung setzt. Doch hierin liegt auch ihr Problem: Die Preisgrenzenregulierung läuft Gefahr, ihr eigentliches Ziel — eine Begrenzung der Monopolrenten des Unternehmens —, zu verfehlen. Der Regulierer wird sich deswegen kaum glaubwürdig binden können (oder wollen), die Monopolrenten nicht anzutasten. Eine Preisgrenzenregulierung ist somit unter Umständen mit erheblichen Glaubwürdigkeitsproblemen auf seiten des Regulierers verbunden. Für die Regulierung der Stufe des Stromtransports muß gefolgert werden, daß angesichts der extrem hohen Kapitalbindungsdauer und der Bedeutung der Transportanlagen für die Gesamteffizienz des Stromsektors bei der Wahl der Regulierungsregel vor allem darauf geachtet werden muß, daß Gefahren der zu geringen Investitionen in Transportanlagen vermieden werden müssen. Dies bedingt wiederum, daß die Regulierung insgesamt eher näher an einer Renditeregulierungsregel, als an einer Preisgrenzenregulierung angesiedelt sein muß.

Eine denkbare Regulierungsregel könnte darin bestehen, daß für bestimmte zeitliche Intervalle eine Preisgrenze festgelegt wird. Allerdings muß hierzu komplementär der diskretionäre Entscheidungsspielraum des Regulierers zur Festlegung von Startwerten für neue Regulierungsperioden erheblich eingeschränkt werden. Ist diese Einschränkung für den Regulierer aus Glaubwürdigkeitsgründen nicht möglich oder mit zu hohen Transaktionskosten verbunden, so scheint die gesetzliche Bindung des Regulierers eine sinnvolle Lösung zu bieten. Insgesamt ist hervorzuheben, daß die zweck-

mäßige Regulierungsregel in hohem Maße vom institutionellen Umfeld und den sonstigen Rahmenbedingungen determiniert wird, da diese entscheidend für die Glaubwürdigkeit des Regulierers sind.

Die Analyse optimaler Regulierungsregeln für die Preisstrukturen im Bereich des Stromtransports hat die räumliche Dimension effizienter Strompreise zu berücksichtigen. Es wurde gezeigt, daß sich die optimalen kurzfristigen Grenztransportkosten zwischen zwei Orten des Gesamtsystems an der Differenz zwischen den Grenzerzeugungskosten an diesen beiden Orten orientieren. Im „first-best“-Optimum werden die optimalen Transportpreise durch die kurzfristigen Grenztransportverluste gebildet; im Fall von Netzengpässen kommen die Schattenpreise der Netzengpässe hinzu. Ob derartige Preisstrukturen unter unvollständigen Informationen ermittelt werden können und sie zur Berechnung von Transportpreisen genutzt werden können, ist insbesondere bei weitgehender Liberalisierung des Stromhandels von Interesse, wenn die individuellen Kraftwerkseinsatzplanungen über Preise und nicht über eine zentrale Instanz, etwa Systembetreiber oder eine zentrale monopolistische Strombörse, gesteuert werden müssen.

Es ist allerdings hervorzuheben, daß die bisherigen institutionellen Ausgestaltungen zur Ermittlung von Transportpreisen ungeeignet sind, da sie nicht in der Lage sind, Externalitäten im Bereich der Netznutzung wirkungsvoll zu begrenzen; sie müssen daher durch neue Formen von Koordinierungsstrukturen ersetzt werden. Diese werden zu einem großen Teil den Charakter unvollständiger Verträge haben, da optimale Preise für den Stromtransport im Regelfall nicht vollständig ex ante für jede Lastflusssituation berechnet werden können. Ein vollständiger Regulierungsvertrag ist unter Berücksichtigung positiver Koordinierungs- und Motivationskosten nicht wirtschaftlich formulier- und implementierbar. Der Regulierer kann die dezentral vorhandenen Informationen über technische Restriktionen, Nachfrageelastizitäten und Grenzerzeugungskosten nicht unmittelbar ermitteln. Vielmehr wird er im Optimum eher Regeln zur Preisbildung im Rahmen eines notwendig unvollkommenen Regulierungsvertrags vorschreiben und die Auslegung dieser Regeln zu weiten Teilen den vertraglichen Vereinbarungen zwischen den Netznutzern und Netzeigentümern überlassen. Nur hierdurch können die dezentral vorhandenen privaten Informationen in hinreichendem Umfang für die Findung einer effizienten Lösung nutzbar gemacht werden. Allerdings scheint eine Annäherung der Transportpreisstrukturen an die theoretisch optimalen Strukturen über mehrere Verfahren möglich zu sein; sie ist für die Erreichung von Effizienz in der Stromerzeugung unabdingbar.

Diese Orientierungslinien für die Ermittlung von Transportpreisen sind auch auf andere Fragestellungen übertragbar, etwa die Ermittlung optimaler Preise für den Ankauf unabhängigen Stroms durch ein dominantes Stromunternehmen. Sie können beispielsweise für die Analyse optimaler Preise nach dem Stromeinspeisungsgesetz oder nach dem Alleinabnehmermodell der EU-Stromrichtlinie (Kumkar und Neu 1997) verwandt werden.

Weitgehend offen ist demgegenüber die Frage, wie die Erlöse aus den Transportpreisen derart alloziert werden können, daß Anreize zum effizienten räumlichen Ausbau des Gesamttransportnetzes bei nicht voll horizontal integriertem Eigentum an den Transportanlagen gesetzt werden können. Es konnte jedoch gezeigt werden, daß die traditionelle „link-based“-Regel trotz ihrer intuitiv ansprechenden Form zu drastisch verzerrten Investitionsanreizen führt und darüber hinaus mit den technischen Charakteristika des Stromtransports über verbundene Leitungen unvereinbar ist. Sie kann als Regulierungsregel eindeutig verworfen werden.

Die theoretisch zumindest unter einigen Gesichtspunkten analysierte Alternative des Kontraktnetzwerk-Konzepts berücksichtigt demgegenüber zum einen die technischen Charakteristika des Stromsektors und kann unter bestimmten Bedingungen Fehlanreize beim Ausbau der Transportanlagen verhindern. Unter restriktiven Bedingungen vermag das Konzept darüber hinaus sogar Anreize zum effizienten räumlichen, dezentral gesteuerten Ausbau von Transportanlagen zu setzen. Es muß jedoch betont werden, daß das Konzept das Kontraktnetzwerks nur eine mögliche Art der Zuweisung von Verfügungsrechten an Netznutzungen ist. Es mögen somit durchaus andere Formen der Allokation von Verfügungsrechten an den Gesamttransporterlösen existieren, die unter schwächeren Annahmen korrekte Investitionsanreize setzen. Diese Fragen beginnen derzeit in großem Umfang in das Blickfeld der theoretischen Analyse zu rücken. Es muß daher auch betont werden, daß auf dem recht hohen Abstraktionsniveau dieses Kapitels allein noch keine Empfehlungen für eine Implementierung des Konzepts des Kontraktnetzwerks oder Varianten dieses Konzepts etwa für die deutsche Stromwirtschaft abgeleitet werden können. Es wird eine Aufgabe weiterer Untersuchungen sein, die begrenzte empirische Evidenz über alternative Zuweisungsregeln für die von den Nutzern erhobenen Transporterlöse dahingehend zu untersuchen, welche Investitionsanreize sie setzen, das heißt insbesondere, ob sie — ähnlich der traditionellen „link-based“-Regel — zu massiven Fehlanreizen im Bereich des Ausbaus von Transportanlagen führen können.

Jegliche Regulierungsreform, die Wettbewerb auf einer oder mehreren Stufen der Stromwirtschaft zum Ziel hat und gleichzeitig zumindest auf der Stufe des Stromtransports eine Begrenzung der Monopolrenten anstrebt, muß ergänzend Maßnahmen zur Separation der potentiell wettbewerblichen Bereiche der Stromwirtschaft von den weiterhin regulierten Bereichen zum Inhalt haben. Diese Entflechtungsmaßnahmen sind selbst mit Kosten verbunden, deren Höhe von dem Ausmaß der Informationsasymmetrien und der Kostenkomplementaritäten abhängt. Entscheidend ist, ob die bislang zum überwiegenden Teil unternehmensintern (mehr oder weniger) ausgeschöpften Komplementärerträge auch durch neue Koordinierungsstrukturen ausgeschöpft werden können. Dies hängt auch mit der Frage zusammen, wie groß der relevante Markt ist, da bei der Bildung der neuen Institutionen selbst Größenvorteile vermutet werden können. In jedem Fall ist davon auszugehen, daß den aus einer Deregulierung beispielsweise der Stromerzeugung zu erwartenden Effizienzgewinne c.p. höhere Kosten der Regulierung entgegen stehen, die sich zum einen in höheren Koordinierungskosten der Regulierung selbst, zum anderen aber unter Umständen auch in höheren Motivationskosten aufgrund einer partiellen Regulierung zeigen könnten. Bei unvollständiger Information kann auch die vertikale strukturelle Entflechtung das Mittel der Wahl sein, muß es aber nicht. Der empirischen Höhe der Kostenkomplementaritäten und der Informationsasymmetrien kommt zentrale Bedeutung zu, wenn es um die Beurteilung der verschiedenen realen und denkbaren Regulierungsregeln im konkreten Fall geht.

Die Ergebnisse dieses Papiers erlauben die Formulierung einiger Thesen:

1. Die alle Stufen der Stromwirtschaft umfassende Regulierung im Status quo ante führt zu Ineffizienzen. Dabei trägt der hohe Grad der vertikalen und horizontalen Integration selbst nur zu einem geringen Teil zu diesen Ineffizienzen bei; er reflektiert zumindest teilweise lediglich die privatwirtschaftlichen Effizianzanreize unter der Status quo ante-Regulierung. Vielmehr resultieren die überhöhten gesamtwirtschaftlichen Kosten der Strombereitstellung aus dem Zusammenspiel von (i) rechtlich geschützten Versorgungsgebieten, (ii) Preisregulierungsverfahren, die in jeder Variante Elemente eine Kostenzuschlagskalkulation beinhalten müssen, sowie (iii) der vielfältigen politischen Einflußnahme auf Preise und Preisstrukturen, Betrieb und Ausbau der Anlagen und den Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung.

2. Das Ziel von Reformen der Wettbewerbs- und Regulierungspolitik in der Stromwirtschaft muß somit in einer Einschränkung des Bereichs liegen, der staatlich reguliert wird. Die Ressourcenallokationsentscheidungen sowohl in kurz- als auch langfristiger Sicht sollten in weitaus größerem Umfang von privatwirtschaftlichen, im Wettbewerb stehenden Unternehmen getroffen werden. Die verbleibenden Aufgaben der staatlichen sektorspezifischen Regulierung müssen bei einer Liberalisierung des Stromsektors vollständig neu ausgerichtet werden.
3. Das größte Effizienzpotential in der gegenwärtigen Stromwirtschaft ist in der Stromerzeugung zu identifizieren. Die technologischen Bedingungen lassen in diesem Bereich kein Vorliegen eines natürlichen Monopols vermuten. Es kann davon ausgegangen werden, daß vor allem im Bereich des Anlagenbaus signifikante Verbesserungen der Effizienz erreicht werden, wenn das Investitionsrisiko in stärkerem Maße als bisher von denjenigen getragen wird, die über die besten Informationen über zukünftige generelle Nachfrageentwicklungen und technologische Fortschritte verfügen. Diese Informationen werden tendenziell am besten im Wettbewerb zwischen gewinnorientierten Unternehmen verwertet. Daraus folgt dreierlei: *Erstens* muß Wettbewerb in der Erzeugung erlaubt und ermöglicht werden. Insbesondere muß der Zugang zum Transport des erzeugten Stroms zu den Abnehmern auf Groß- und/oder Einzelhandelsebene geöffnet werden. *Zweitens* müssen die Investitionspolitik der Unternehmen weitgehend entpolitisiert werden und die Unternehmen harten Budgetrestriktionen unterworfen werden; die bisherige Risikoübernahme via Preisregulierung und staatlicher Haftungsregeln (zum Beispiel für die Kernenergie) ist hiermit grundsätzlich kaum vereinbar und muß zurückgedrängt werden. Eine spezielle Energiefachaufsicht, die die energiewirtschaftliche Bedeutung einzelner Anlagenbauten überprüft, genehmigt und gegebenenfalls untersagt, ist kontraproduktiv und verhindert das Entstehen von Wettbewerb vor allem bei dem Bau neuer Erzeugungsanlagen. *Drittens* muß der Einsatz neuer Koordinierungsinstrumente in der Stromwirtschaft sehr weitreichend liberalisiert werden. Die bisherigen Koordinierungsinstrumente mögen unter den Bedingungen der geschützten Gebietsmonopole zum Schutz vor opportunistischem Verhalten eine geeignete Wahl gewesen sein. Unter reformierten Rahmenbedingungen werden sie diese Funktion jedoch nicht mehr wirtschaftlich erfüllen können.

4. Um Wettbewerb in der Stromerzeugung zu unterstützen, könnte eine gezielte Übergangsregulierung der Erzeugungsunternehmen oder sogar eine horizontale Entflechtung erwogen werden, wenn die bisherigen Monopolunternehmen eine absehbar dominante Marktstellung innehaben. Angesichts der hohen Anzahl von derzeit existierenden Erzeugungsunternehmen und dem gut ausgebauten Transportnetz in Deutschland scheint eine solche Übergangsregulierung in der Regel freilich nicht nötig zu sein.
5. Im Bereich des Stromtransports liegen auf absehbare Zeit zumindest zu weiten Teilen die Bedingungen für das Vorliegen natürlicher Monopole vor. Es ist davon auszugehen, daß diese nicht bestreitbaren regionalen Monopole mit signifikanten Marktmachtpositionen einhergehen. Eine Regulierung der Transportunternehmen scheint unausweichlich, wenn das Ausmaß der durch diese Monopolstellungen bedingten Allokationsineffizienzen reduziert werden soll.
6. Die Regulierung der Transportunternehmen ist jedoch mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Ein großer Teil dieser Schwierigkeiten liegt zum einen darin begründet, daß der Regulierer angesichts der hohen Komplexität der Lastflüsse in einem vermaschten System nur über sehr eingeschränkte Informationen über die tatsächlich verursachten Transportkosten verfügt. Daher kann die Preisstruktur der Transportunternehmen nur sehr eingeschränkt auf ihre Optimalitätseigenschaften überprüft werden. Zum anderen sind die Transportunternehmen oftmals Teile vertikal integrierter Unternehmen. In diesem Fall unterliegen die vertikal integrierten Unternehmen zusätzlichen Anreizen zur Informationsverzerrung, die nur schwer durch den Regulierer zu kontrollieren sind und die das Entstehen von Wettbewerb in Erzeugung und/oder Stromhandel gefährden könnten. Zusammengenommen können diese Informationsprobleme für eine vertikale, strukturelle Zwangsentflechtung der integrierten Unternehmen sprechen, die allerdings — abgesehen von juristischen Problemen — aufgrund ihres inhärenten Ineffizienzpotentials selber nicht ohne Kosten durchzusetzen ist. Eine analytisch interessante Form der vertikalen Entflechtung ist die Gründung sogenannter unabhängiger Systembetreiber, die unabhängig vom Eigentum an einzelnen Anlagen den Betrieb der Transportanlagen abwickeln. Diese Trennung von Betrieb und Eigentum kann einen Kompromiß zwischen einer vollständigen Zwangsentflechtung und weiterhin vertikal integrierter Ressourcenplanung darstellen.

7. Die optimale Form der Regulierung des Stromhandels ist a priori in starkem Maße von der Marktgröße abhängig. Zwar kann im Bereich des Stromhandels von Größenvorteilen der Handelsinstitutionen ausgegangen werden. Bei größeren vermaschten Systemen scheint aber das Potential für institutionellen Wettbewerb zwischen mehreren Handelsinstitutionen vorhanden. In diesem Fall wird auch die Aufgabe des Regulierers erheblich erleichtert, da die Handelsinstitutionen im Wettbewerb Anreize unterliegen, optimale Güterdefinitionen und -standardisierungen zu entwickeln und zu testen sowie die direkten Koordinierungskosten zu senken.
8. In jedem Fall ist eine an gesamtwirtschaftlichen Effizienzkriterien ausgerichtete Investitionspolitik der privatwirtschaftlichen Stromunternehmen nur dann zu erwarten, wenn die angesichts der hohen Kapitalintensität und Kapitalbindungsdauer überaus wichtigen Opportunismusprobleme effektiv angegangen werden. Dies hat Auswirkungen auf die notwendigen privatwirtschaftlichen Vertragssicherungsinstrumente und bedingt in der Regel, daß nicht allein auf rein marktliche Koordinierung vertraut werden kann. Dies hat aber auch Implikationen auf die Maßnahmen der staatlichen Regulierung. Wenn das Ausmaß der Regulierungsrisikos zu hoch wird, ist bei den privaten Investoren Attentismus zu befürchten, bis dieses Risiko reduziert wird. Generell ergeben sich somit bei mangelnder Glaubwürdigkeit der Regulierungsinstanzen zum einen Gefahren für die Stabilität des Stromsystems, zum anderen zu generell überhöhten Kosten bei der Bereitstellung des Gutes Strom wegen der verzerrten Inputstruktur.
9. Es ist zu vermuten, daß die optimale Regulierung nicht unabhängig von den Ausgangsbedingungen zu bestimmen ist. Beispielsweise wird der Ausbaustand der Transportnetze und damit zusammenhängend die relevante Marktgröße einen maßgeblichen Einfluß auf die optimale Regulierung des Stromhandels haben. Daneben hat die allgemeine Rechtssicherheit maßgeblichen Einfluß auf die Kosten der Absicherung von vertraglichen Beziehungen und damit auch auf das Ausmaß, mit dem eine mögliche vertikale Desintegration angestrebt werden kann und sollte. Ob via öffentlicher Regulierung umfassende Durchleitungsrechte durch bestehende Netze geschaffen werden sollten, hängt somit zentral davon ab, ob (i) die Investitionseffizienz im Netzausbau gewährleistet ist, (ii) ob der Markt hinreichend groß ist, damit zusammenhängend (iii) wieweit das Netz hinreichend gut ausgebaut ist, (iv) welche Erzeugungstechnologien

und Primärenergien verfügbar sind sowie ob (v) das institutionelle Umfeld eine hinreichende Stabilität aufweist.

10. Sowohl Stromhandel als auch Erzeugung können also vermutlich vollständig liberalisiert werden, wenn Durchleitungsrechte durch bestehende Netze geschaffen werden, wenn also die vertikale Koordinierung öffentlich oder privatwirtschaftlich derart reguliert wird, daß der Netzzugang für unabhängige Akteure geöffnet ist.
11. Werden hingegen wirksame Durchleitungsrechte nicht geschaffen, ist auch der Handel mit Strom öffentlicher Regulierung bedürftig, da die ankaufenden Unternehmen etwa in einem Alleinabnehmermodell Anreizen unterliegen, ihre monopsonistische Marktstellung zu Lasten der gesamtwirtschaftlichen Effizienz auszunutzen.

Die konkrete Ausgestaltung einer optimalen Regulierung kann nach dem Vorgesagten nicht allein anhand einer theoretisch-abstrakten Analyse bestimmt werden. Die Komplexität der Koordinierungserfordernisse und die Neuartigkeit der aufgeworfenen Fragestellungen erfordert, daß erstens der Abstraktionsgrad der Analyse dadurch reduziert wird, daß diskrete Kategorien von Regulierungsmodellen für die Stromwirtschaft vergleichend analysiert werden, und daß zweitens die zur Verfügung stehenden Informationen über bereits durchgeführte Reformen ausgewertet werden und somit die theoretisch ermittelten Trade-offs zumindest ansatzweise aufgefüllt werden. Dies ist Aufgabe weiterer Untersuchungen.

Literaturverzeichnis

- Acton, J.P., und I. Vogelsang (1989). Introduction to the Price-cap Symposium. *Rand Journal of Economics* 20 (3): 369–372.
- verch, H., und L.L. Johnson (1962). Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint. *American Economic Review* 52: 1053–1069.
- Badger, W.A. (1992). Prudence Reviews: New Approaches are Needed. *Public Utilities Fortnightly* 15. Juli: 22–26.
- Bailey, E.E., und R.D. Coleman (1962). The Effect of Lagged Regulation in an Averch-Johnson Model. *The Bell Journal of Economics and Management Science* 2 (1): 278–292.
- Baldick, R., und E. Kahn (1993). Network Costs and the Regulation of Wholesale Competition in Electric Power. *Journal of Regulatory Economics* 5 (4): 367–384.
- Baumol, W.J. (1996). Predation and the Logic of the Average Variable Cost Test. *Journal of Law and Economics* 39 (1): 49–72.
- Baumol, W.J., und J.A. Ordover (1994). On the Perils of Vertical Control by a Partial Owner of a Downstream Enterprise. *Revue d'Économie Industrielle* 69 (3): 7–20.
- Baumol, W.J., und J.G. Sidak (1995a). The Pricing of Inputs Sold to Competitors: Rejoinder and Epilogue. *Yale Journal on Regulation* 12 (1): 177–186.
- Baumol, W.J., und J.G. Sidak (1995b). *Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry*. Washington, D.C.
- Baumol, W.J., J.A. Ordover und R.D. Willig (1997). Parity Pricing and its Critics: A Necessary Condition for Efficiency of Bottleneck Services to Competitors. *Yale Journal on Regulation* 14 (1): 145–163.
- Beesley, M.E., und S.C. Littlechild (1989). The Regulation of Privatized Monopolies in the United Kingdom. *Rand Journal of Economics* 20: 454–72.
- Berg, S.V., und J. Jeong (1991). An Evaluation of Incentive Regulation for Electric Utilities. *Journal of Regulatory Economics* 3 (1): 45–55.
- Bernstein, L. (1992). Opting out of the Legal System: Extralegal Contractual Relations in the Diamond Industry. *The Journal of Legal Studies* 21 (1): 115–157.
- Blair, R.D., und D.L. Kaserman (1985). *Antitrust Economics*. Homewood, Ill.
- Bolle, F., und I. Hoven (1989). Wettbewerb um das exklusive Angebotsrecht: Franchise Bidding als alternatives Regulierungsinstrument. *Finanzarchiv* 47 (3): 460–478.
- Borenstein, S., J. Bushnell, und S. Stoft (1997). The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry. Power Working Paper 40r1. Uni-

- versity of California, Berkeley (auch erschienen als: Working Paper 6293. National Bureau of Economic Research, Cambridge, Mass.)
- Borenstein, S., J. Bushnell, E. Kahn, und S. Stoft (1995). Market Power in California Electricity Markets. Power Working Paper 036. University of California, Berkeley.
- Brennan, T.J. (1986). Regulated Firms in Unregulated Markets: Understanding the Divestiture in U.S. vs. AT&T. Economic Analysis Group Discussion Paper 86-5. U.S. Department of Justice, Antitrust Division, Washington, D.C.
- Brennan, T.J. (1990). Cross-subsidization and Cost Misallocation by Regulated Monopolists. *Journal of Regulatory Economics* 2 (1): 37–51.
- Brennan, T.J. (1993). Economic Theory in Industrial Policy: Lessons form U.S. vs. AT&T. *Research in the History of Economic Thought and Methodology* 11: 49–72.
- Brennan, T.J., und K. Palmer (1994). Comparing the Costs and Benefits of Diversification by Regulated Firms. *Journal of Regulatory Economics* 6 (2): 115–136.
- Brown, S.J., und D.S. Sibley (1986). *The Theory of Public Utility Pricing*. Cambridge.
- Brunekreeft, G. (1997). *Coordination and Competition in the Electricity Pool of England and Wales*. Baden-Baden.
- Bushnell, J.B., und S.E. Stoft (1996). Electric Grid Investment Under a Contract Network Regime. *Journal of Regulatory Economics* 10 (1): 61–79.
- Bushnell, J.B., und S.E. Stoft (1997). Improving Private Incentives for Electric Grid Investment. *Resource and Energy Economics* 19: 85–108.
- BTCE (Bureau of Transport and Communications Economics) (1995). Interconnection Pricing Principles: A Review of the Economics Literature. Working Paper 17. Canberra.
- BTCE (Bureau of Transport and Communications Economics) (1997). Interconnection Pricing Principles: The Choice of Pricing Principles for Standard Access Obligations in the Proposed Telecommunications Access Regime in Australia. Working Paper 30. Canberra.
- Carlton, D.W., und J.M. Perloff (1990). *Modern Industrial Organization*. Glenview, Ill.
- Carstensen, P.C. (1992). The Content of the Hollow Core of Antitrust : The Chicago Board of Trade Case and the Meaning of the "Rule of Reason" in Restraint of Trade Analysis. *Research in Law and Economics* 15: 1–88.
- Chadwick, E. (1859). Results of Different Principles of Legislation and Administration in Europe: Of Competition for the Field, as Compared with Competition within the Field, of Service. *Journal of the Royal Statistical Society* (September): 381–420.
- Chao, H.-P., und S.C. Peck (1996). A Market Mechanism for Electric Power Transmission. *Journal of Regulatory Economics* 10 (1): 25–59.
- Chao, H.-P., und S.C. Peck (1997). An Institutional Design for an Electricity Contract Market with Central Dispatch. *The Energy Journal* 18 (1): 85–110.

- Chao, H.-P., und S.C. Peck (1998). Reliability Management in Competitive Electricity Markets. Erscheint im *Journal of Regulatory Economics* 14: 189–200.
- Crew, M.A., und K. Crocker (1991). Diversification and Regulated Monopoly. In M.A. Crew (Hrsg.), *Competition and the Regulation of Utilities*. Boston, Mass.
- Crew, M.A., und P.R. Kleindorfer (1992). Incentive Regulation, Capital Recovery and Technological Change in Public Utilities. In M.A. Crew (Hrsg.), *Economic Innovations in Public Utility Regulation*. Boston, Mass.
- Crocker, K.J., und S.E. Masten (1996). Regulation and Administered Contracts Revisited: Lessons from Transaction-cost Economics for Public Utility Regulation. *Journal of Regulatory Economics* 9 (1): 5–39.
- Demsetz, H. (1968). Why Regulate Utilities? *Journal of Law and Economics* 11: 55–65.
- Dewatripont, M., und J. Tirole (1996). Advocates. Nota di lavoro 96,43. Fondazione ENI Enrico Mattei, Mailand.
- Dnes, A.W. (1996). The Economic Analysis of Franchise Contracts. *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 152 (2): 197–324.
- Estache, A., und D. Martimort (1997). Transaction Costs Politics and Regulatory Institutions. o.O.
- Evans, D.S. (Hrsg.) (1983). *Breaking up Bell. Issues on Industrial Organization and Regulation*. New York.
- Fort, R., und W.S. Hallagan (1995). Nuclear Power in the United States and Japan: Economic and Political Explanations. In T.C. Lowinger und G.W. Hinman (Hrsg.), *Nuclear Power at the Crossroads: Challenges and Prospects for the Twenty-First Century*. Boulder, CO.
- Gilbert, R.J., und D.M. Newbery (1988). Regulation Games. Discussion Paper Series 267, Centre for Economic Policy Research, London.
- Goldberg, V.P. (1976). Regulation and Administered Contracts. *Bell Journal of Economics* 7 (2): 426–448.
- Goldberg, V.P. (1991). Comment on Joskow. *Research in Law and Economics* 13: 101–104.
- Harvey, S.M., W.W. Hogan und S.L. Pope (1997). Transmission Capacity Reservations and Transmission Congestion Contracts. Mimeo. O.O.
- Hawdon, D. (1996). Performance of Power Sectors in Developing Countries : A Study of Efficiency and World Bank Policy Using Data Envelopment Analysis. Surrey Energy Economics Discussion Paper Series 88. Guildford.
- Heimann, F.F. (1991). The Electric Policy Study. *Research in Law and Economics* 13: 1–6.
- Hogan, W.W. (1992). Contract Networks for Electric Power Transmission. *Journal of Regulatory Economics* 4 (3): 211–242.

- Hogan, W.W. (1993a). Electric Transmission: A New Model for Old Principles. *Electricity Journal*. Wiederabgedruckt in Pierce, R.J., jr. (1994). *Economic Regulation: Cases and Materials*. Cincinnati.
- Hogan, W.W. (1993b). Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices. *The Energy Journal* 14 (3): 171–200.
- Hogan, W.W. (1994). Contract Networks for Electric Power Transmission. In M.A. Einhorn (Hrsg.), *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston, Mass.
- Hogan, W.W. (1998). Transmission Investment and Competitive Electricity Markets. Mimeo, April. O.O.
- Industry and Energy Department/World Bank (1993). Power Supply in Developing Countries: Will Reform Work? Proceedings of a Roundtable, April 27–28. IEN Occasional Paper 1. Washington, DC.
- Joskow, P.L. (1974). Inflation and Environmental Concern: Structural Change in the Process of Public Utility Price Regulation. *The Journal of Law and Economics* 17: 291–327.
- Joskow, P.L. (1987). Contract Duration and Relationship-specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets. *The American Economic Review* 77 (1): 168–185.
- Joskow, P.L. (1991). The Role of Transaction Cost Economics in Antitrust and Public Utility Regulatory Policies. *The Journal of Law, Economics and Organization* 7 (special issue): 53–83.
- Joskow, P.L., and P.W. MacAvoy (1975). Regulation and the Financial Condition of the Electric Power Companies. *American Economic Review* 65 (2): 295–301.
- Joskow, P.L., and R.G. Noll (1994). Deregulation and Regulatory Reform During the 1980s. In M. Feldstein (Hrsg.) (1994), *American Economic Policy in the 1980s*. Chicago.
- Joskow, P.L., and R. Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Cambridge, Mass.
- Joskow, P.L., and R. Schmalensee (1986). Incentive Regulation For Electric Utilities. *Yale Journal on Regulation* 4 (1): 1–49.
- Kahn, A. (1988). *The Economics of Regulation*. Cambridge, Mass.
- Klass, M.W., and M.A. Salinger (1995). Do New Theories of Vertical Foreclosure Provide Sound Guidance for Consent Agreements in Vertical Merger Cases? *Antitrust Bulletin (Fall)*: 667–698.
- Klein, B., and K. Leffler (1981). The Role of Market Forces in Assuring Contractual Performance. *The Journal of Political Economy* 89 (4): 615–641.
- Klopfer, T. (1997). *Koordination in Elektrizitätsversorgungssystemen insbesondere durch organisierte Großhandelsmärkte für Strom*. Idstein.

- Klopfert, T., und W. Schulz (1993). *Märkte für Strom: Internationale Erfahrungen und Übertragbarkeit auf Deutschland*. München.
- Kolbe, A.L., und W.B. Tye (1992a). Who Pays for Prudence Risk? *Public Utilities Fortnightly* 1. August: 13–15.
- Kolbe, A.L., und W.B. Tye (1992b). The Fair Allowed Rate of Return with Regulatory Risk. *Research in Law and Economics* 15: 129–169.
- Kolbe, A.L., W.B. Tye und S.C. Myers (1993). *Regulatory Risk: Economic Principles and Applications to Natural Gas Pipelines and Other Industries*. Boston, Mass.
- Kreps, D.M. (1996). Markets and Hierarchies and (Mathematical) Economic Theory. *Industrial and Corporate Change* 5 (2): 561–595.
- Kumkar, L. (1994). Die Umstrukturierung des Elektrizitätssektors in Großbritannien. *Die Weltwirtschaft* (1): 93–112.
- Kumkar, L. (1996a). Wettbewerb im Stromsektor der USA: I. Re-Regulierung der Großhandelsebene. Kieler Arbeitspapiere 738. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1996b). Wettbewerb im Stromsektor der USA: II. Re-Regulierung der Einzelhandelsebene im Bundesstaat Kalifornien. Kieler Arbeitspapiere 739. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1996c). Zur Politik der U.S.-Federal Energy Regulatory Commission bei der Etablierung eines Common-Carrier-Modells in der Stromübertragung. Kieler Arbeitspapiere 771. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L. (1997). Die U.S.-Elektrizitätswirtschaft im Umbruch: Regulierung und Wettbewerb in Kalifornien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 21 (2): 93–121.
- Kumkar, L. (1998a). Die deutsche Energierechtsnovelle aus ökonomischer Sicht — Über Alleinabnehmer, zugelassene Kunden und Vorrangregeln für einzelne Energieträger. *Zeitschrift für neues Energierecht. Energierecht* 2 (1): 26–39.
- Kumkar, L. (1998b). Privatwirtschaftliche Koordinierungsstrukturen in vertikal strukturierten Industrien: Eine Analyse der Stromwirtschaft auf Grundlage der neuen Institutionenökonomik. Kieler Arbeitspapiere 873. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Kumkar, L., und A.D. Neu (1997). *Nach beschlossener Marköffnung auch Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft? — Status quo und Perspektiven in Deutschland und Europa*. Kiel.
- Laaser, C.-F. (1994). Die Bahnstrukturreform: Richtige Weichenstellungen oder Fahrt aufs Abstellgleis? Kieler Diskussionsbeiträge 239. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Laffont, J.-J. (1994). The New Economics of Regulation Ten Years After. *Econometrica* 62 (3): 507–537.
- Laffont, J.J., und J. Tirole (1990). The Regulation of Multiproduct Firms. *Journal of Public Economics* 43: 1–66.

- Laffont, J.-J., und J. Tirole (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge, Mass.
- Laffont, J.-J., und J. Tirole (1994). Access Pricing and Competition. *European Economic Review* 38 (9): 1673–1710.
- Laffont, J.-J., und J. Tirole (1996). Creating Competition through Interconnection: Theory and Practice. *Journal of Regulatory Economics* 10 (3): 227–256.
- Larson, A.C., und D.E. Lehman (1997). Essentiality, Efficiency, and the Efficient Component-pricing Rule. *Journal of Regulatory Economics* 12 (1): 71–80.
- Levy, B., und P.T. Spiller (1994). Regulation, Institutions, and Commitment in Telecommunications: A Comparative Analysis of Five Country Studies. Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics 1993: 215–252.
- Levy, B., und P.T. Spiller (Hrsg.) (1996). *Regulation, Institutions, and Commitment: Comparative Studies of Telecommunications*. Cambridge.
- Liston, C. (1993). Price-cap versus Rate-of-return Regulation. *Journal of Regulatory Economics* 5 (1): 25–48.
- Littlechild, S. (1994). Competition, Monopoly and Regulation in the Electricity Industry. In M.A. Einhorn (Hrsg.), *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston, Mass.
- Lyon, T.P. (1991). Regulation with 20–20 Hindsight: "Heads I Win, Tails You Lose"? *The Rand Journal of Economics* 22 (4): 581–595.
- Lyon, T.P. (1995). Regulatory Hindsight Review and Innovation by Electric Utilities. *Journal of Regulatory Economics* 7 (3): 233–254.
- Mead, D.E., G. Roberts und J.C. Liles (1989). Regulation and Independent Power. *Forum for Applied Research and Public Policy* 4 (1): 49–58
- Michaelis, P. (1994). Regulate us, Please!: On Strategic Lobbying in Cournot-Nash Oligopoly. Kieler Arbeitspapiere 626. Institut für Weltwirtschaft, Kiel.
- Olson, M. (1965). *The Logic of Collective Action*. Cambridge, Mass.
- Ordover, J.A., und G. Saloner (1989). Predation, Monopolization, and Antitrust. In R. Schmalensee und R.D. Willig (Hrsg.), *Handbook of Industrial Organization*, Amsterdam.
- Oren, S. (1997). Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Electricity Systems with Competitive Generation. *The Energy Journal* 18 (1): 63–83.
- Oren, S., P.T. Spiller, P. Varaiya und F. Wu (1995). Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal. *The Electricity Journal* 8 (3): 24–35.
- OTA (Office of Technology Assessment) (1995). *Renewing our Energy Future*. OTA-ETI-614. September, Washington, D.C.

- Pfeifenberger, J.P., und W.B. Tye (1995). Handle with Care: A Primer on Incentive Regulation. *Energy Policy* 23 (9): 769–779.
- Phillips, C.F. (1993). *The Regulation of Public Utilities. Theory and Practice*. Arlington.
- Phlips, L. (1995). *Competition Policy: A Game-theoretic Perspective*. Cambridge.
- Pierce, R.J. (1992). Placing the Duquesne Opinion in a Political Framework. *Research in Law and Economics* 15 (1): 171–182.
- Posner, R.A. (1971). Taxation by Regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science* (2): 22–50.
- Posner, R.A. (1972). The Appropriate Scope of Regulation in the Cable Television Industry. *Bell Journal of Economics* 3 (1): 98–129.
- Reiffen, D., und A.N. Kleit (1990). Terminal Railroad Revisited: Foreclosure of an Essential Facility or Simple Horizontal Monopoly? *The Journal of Law and Economics* 33 (2): 419–438.
- Richter, R. (1996). *Die Neue Institutionenökonomik des Marktes*. Lectiones Jenenses, Heft 5. Max-Planck-Institut zur Erforschung von Wirtschaftssystemen, Jena.
- Robinson, T.A., und M.P. Taylor (1998). Regulatory Uncertainty and the Volatility of Regional Electricity Company Share Prices: The Economic Consequences of Professor Littlechild. *Bulletin of Economic Research* 50 (1): 37–46.
- Rothwell, G. (1992). Can Nuclear Power Compete? *Regulation* (Winter): 66–74.
- Ruff, L.E. (1994a). Stop Wheeling and Start Dealing: Resolving the Transmission Dilemma. *Electricity Journal* (June): 24–43.
- Ruff, L.E. (1994b). Competitive Electricity Markets: The Theory and its Application. In M.A. Einhorn (Hrsg.), *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets*. Boston, Mass.
- Scherer, F.M. (1980). *Industrial Market Structure and Performance*. 2. Auflage. Chicago.
- Schmalensee, R. (1979). *The Control of Natural Monopolies*. Lexington.
- Schmalensee, R. (1981). Output and Welfare Implications of Monopolistic Third-degree Price Discrimination. *American Economic Review* 71 (1): 242–247.
- Schmalensee, R. (1989). Good Regulatory Regimes. *Rand Journal of Economics* 20 (3): 417–436.
- Schmalensee, R. (1995). Testimony of Richard Schmalensee: On Antitrust Issues Related to Networks before the Federal Trade Commission. 1. Dezember. Mimeo.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramanis, R.D. Tabors und R.E. Bohn (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston, Mass.
- Shleifer, A. (1985). A Theory of Yardstick Competition. *Rand Journal of Economics* 16 (3): 319–327.

- Spiller, P.T. (1993). Institutions and Regulatory Commitment in Utilities' Privatization. *Industrial and Corporate Change* 2 (3): 387-450.
- Spiller, P.T. (1996). Institutions and Commitment. *Industrial and Corporate Change* 5 (2): 421-452.
- Spiller, P.T., and I. Vogelsang (1996). The United Kingdom: A Pacesetter in Regulatory Incentives. In B. Levy und P.T. Spiller (Hrsg.), *Regulation, Institutions, and Commitment: Comparative Studies of Telecommunications*. Cambridge.
- Spulber, D.F. (1989). *Regulation and Markets*. Cambridge, Mass.
- toft, S. (1998). Congestion Pricing with Fewer Prices than Zones. *The Electricity Journal* 11 (4): 23-31.
- Tabors, R.D., M.C. Caramanis et al. (with Contributions from Robert Wilson) (1998). Auctionable Capacity Rights and Market-based Pricing. Mimeo, 7. July. Cambridge.
- Vickers, J. (1995). Competition and Regulation in Vertically Related Markets. *Review of Economic Studies* 62 (1): 1-17.
- Vickers, J., und G.Yarrow (1988). *Privatization: An Economic Analysis*. Cambridge, Mass.
- Viscusi, W.K., J.M. Vernon und J.E. Harrington, Jr. (1995). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge, Mass.
- Vogelsang, I. (1989). Price Cap Regulation of Telecommunications Services: A Long-run Approach. In M.A. Crew (Hrsg.), *Deregulation and Diversification of Utilities*. Boston, Mass.
- Williamson, O.E. (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies- in General and with Respect to CATV. *The Bell Journal of Economics* 7 (1): 73-104.
- Wilson, R. (1997). Implementation of Priority Insurance in Power Exchange Markets. *The Energy Journal* 18 (1): 111-124.
- Wolinsky, A. (1997). Regulation of Duopoly: Managed Competition vs Regulated Monopolies. *Journal of Economics and Management Strategy* 6 (4): 831-847.
- Wood, A.J., und B.F. Wollenberg (1996). *Power Generation, Operation and Control*. New York.
- Wu, F., und P. Varaiya (1995). Coordinated Multilateral Trades for Electric Power Networks: Theory and Implementation. Power Working Paper 031. University of California, Berkeley.
- Wu, F., P. Varaiya, P. Spiller und S. Oren (1996). Folk Theorems on Transmission Access: Proofs and Counterexamples. *Journal of Regulatory Economics* 10 (1): 5-23.