

Hense, Andreas; Schäffner, Daniel

Working Paper

Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich

WIK Diskussionsbeitrag, No. 254

Provided in Cooperation with:

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

Suggested Citation: Hense, Andreas; Schäffner, Daniel (2004) : Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, WIK Diskussionsbeitrag, No. 254, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226868>

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.

Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich

**Andreas Hense
Dr. Daniel Schäffner**

Nr. 254

Juni 2004

**WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail info@wik.org

[Impressum](#)

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	II
Zusammenfassung	III
Summary	IV
1 Einleitung und Gang der Analyse	1
2 Der regulatorische Rahmen der EU-Richtlinien	3
3 Regulierungsökonomische Ansätze in Energiemärkten	7
3.1 Modelle der Netzentgeltregulierung	7
3.1.1 Kostenorientierte Regulierungsansätze	7
3.1.2 Anreizorientierte Regulierungsansätze	8
3.2 Komplementäre Instrumente der Netzentgeltregulierung	11
3.2.1 Yardstick-Regulierung und Benchmarking	11
3.2.2 Gewinnaufteilungsverfahren	14
3.3 Alternative Möglichkeiten der Qualitätsregulierung	15
3.3.1 Qualitätsstandards	15
3.3.2 Qualitätsindex im Rahmen der Price-Cap-Regulierung	16
3.3.3 Implizite Berücksichtigung von Qualitätsaspekten beim Benchmarking	17
4 Regulierungsmodelle ausgesuchter Länder	18
4.1 Übersicht über die Vergleichsländer	18
4.2 Großbritannien (England und Wales)	19
4.3 Norwegen	23
4.4 Finnland	28
4.5 Spanien	31
4.6 Österreich	34
5 Resümee	38
Literaturverzeichnis	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Data Envelopment Analysis	13
Abbildung 2:	Regulatorische Grenzen der tatsächlichen Kapitalverzinsung	14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Strommarktliberalisierung in den Vergleichsländern	18
Tabelle 2:	Zusammenfassender Vergleich der Regulierungsmodelle in den Beispielländern	39

Zusammenfassung

Im Energiesektor sind die Produktionsstufen Erzeugung und Vertrieb wettbewerbsfähige Bereiche, während das Übertragungs- und Verteilungsnetz zumindest im Stromsektor monopolistische Bottlenecks darstellen. Diese müssen aus regulierungsökonomischer Sicht reguliert werden, um die verbleibende Marktmacht der Netzbetreiber zu disziplinieren.

In diesem Kontext hat die EU Richtlinien für den Binnenmarkt für Strom und Gas erlassen, die bis zum 1. Juli 2004 in nationales Recht umzusetzen sind. Diese machen u.a. Vorgaben zur Regulierung der europäischen Energiemärkte. Damit wird die zuvor gegebene Möglichkeit eines verhandelten Netzzugangs ausgeschlossen und explizit die Einrichtung von Regulierungsbehörden gefordert, die ex-ante die Tarife und weitere Konditionen für den Netzzugang festlegen. Der deutsche Sonderweg, der auf einem verhandelten Netzzugang im Rahmen der Verbändevereinbarung und einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt beruhte, wird damit zukünftig ausgeschlossen.

Vor diesem Hintergrund vergleicht das vorliegende Diskussionspapier das Regulierungsdesign der Energiemärkte ausgewählter europäischer Länder (Großbritannien, Norwegen, Finnland, Spanien und Österreich). Der Fokus liegt auf der Darstellung der Regulierung der nationalen Strommärkte, die in allen betrachteten Ländern bereits vollständig für den Wettbewerb freigegeben sind.

Der Ländervergleich zeigt, dass die Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte auf dem Strommarkt die vorherrschende Form darstellt. Deutschland und Finnland müssen ihre ex-post-orientierte Netzzugangsregulierung anpassen, um den vorgegebenen Mindeststandards gerecht zu werden. Die meisten betrachteten Länder forcieren den Übergang von einer Renditenregulierung hin zu einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte. In England, Wales und Norwegen konnten bisher positive Erfahrungen mit der Einführung einer Price-Cap bzw. Revenue-Cap-Regulierung gemacht werden. England und Wales sowie Skandinavien sind die europäischen Regionen mit der längsten Erfahrung bei der Strommarktliberalisierung. Die dort eingeführten Regulierungsmodelle sehen eine deutliche eigentumsrechtliche Aufspaltung der zuvor weitgehend integrierten energiewirtschaftlichen Struktur vor. Als ergänzende Methode ist die tatsächliche bzw. beabsichtigte zusätzliche Anwendung des Benchmarking durch den Regulierer vorzufinden, die eine Vorgabe der Netznutzungsentgelte ermöglicht, die sich an dem relativen Effizienzniveau des Netzbetreibers orientiert.

Neben Anreizen für einen effizienten Netzbetrieb, die sich z.B. aufgrund des Benchmarking ergeben, sollte die Förderung notwendiger Investitionen nicht vernachlässigt werden, um auch in Zukunft eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang wird auf die Regulierung der Versorgungsqualität als ergänzendes Instrument hingewiesen.

Summary

The fields of generation and supply in the energy sector are competitive, while high-voltage transmission and regional distribution represent monopolistic bottlenecks, at least in the electricity sector. From an economic point of view, these sectors have to be regulated in order to discipline the market power of the electricity network operators.

In this context the European Union issued Directives for the domestic market of electricity and gas, which have to be converted into national right by July 2004. Among other things, they provide guidelines for the regulation of the European energy markets and exclude the possibility of a negotiated Third Party Access (nTPA) to the networks which was possible beforehand. They explicitly prescribe the installation of regulatory authorities, which regulate ex-ante the tariffs and further conditions for the network access in the energy markets. The German special agreement, which is based on a nTPA in the so called "Verbändevereinbarung" and an ex-post control concerning the abuse of market power by the Federal Cartel Agency will thus thereby be excluded in the future.

Against this background, we compare the regulation regimes of the energy market in selected European countries (Great Britain, Norway, Finland, Spain and Austria). The focus lies thereby on the description of the regulation regime of the national electricity markets, which are already opened to 100% for competition in all analysed countries.

The comparison between the countries shows that the ex-ante-regulation of the network access charges represents the prevailing approach in the electricity market, as it is also prescribed by the Directive. Germany and Finland must adapt their ex-post oriented regulation regime for the regulation of the network access in order to meet the given minimum standard. Most countries we regarded promote the change from a Rate-of-Return regulation to an incentive-oriented regulation regime of the network charges. Traditional cost-oriented methods are becoming less important. In England, Wales and Norway positive experiences with the introduction of a Price Cap and/or Revenue Cap regulation have been made. England and Wales as well as Scandinavia are the European regions with the longest experience in the liberalisation of the electricity market. The regulation regimes which have been introduced in these countries provide a legal unbundling of a formerly integrated structure of the energy industry. The additional application of benchmarking methods is commonly made or intended by the regulators. Thus an individual specification can be made for the network operators, so that they are regulated at the respective efficiency level of comparable companies.

However, the longtime experiences of countries with regulation regimes point out that apart from incentives for efficient networks - which is the result e.g. of benchmarking methods - the promotion of necessary investments should not be neglected, in order to also ensure a reliable supply of electricity in the future. In this context it has to be referred to the regulation of the supply quality as supplementing instrument.

1 Einleitung und Gang der Analyse

Die Regulierung eines volkswirtschaftlichen Sektors stellt keinen Selbstzweck dar, sondern hat zum Ziel, bestehende Ineffizienzen bei der Bereitstellung von Gütern und Diensten zu beseitigen. Ausschließliches Ziel eines staatlichen Markteingriffs muss es sein, ein drohendes oder bestehendes Marktversagen zu verhindern.¹ In Netzstrukturen wie dem Energiebereich entstehen oftmals monopolistische Engpässe, wenn ein Aufbau paralleler Netzinfrastrukturen nicht in Frage kommt und andere Anbieter somit zwingend auf die Nutzung dieser Engpass-Ressourcen angewiesen sind. Die Anwendung der Essential Facilities Doctrin auf den Versorgungssektor hat gezeigt, dass die Produktionsstufen Erzeugung und Vertrieb wettbewerbsfähig sind, während die Übertragungs- und Verteilungsnetze zumindest im Stromsektor monopolistische Bottlenecks darstellen.² Die Zugangsbedingungen zum monopolistischen Bottleneck können entweder zwischen den beteiligten Parteien ausgehandelt oder durch eine Regulierungsbehörde festgelegt werden. In Deutschland wurde für die Strom- und Gasmärkte bisher der erste Weg gewählt.

Die Novellierung der europäischen Binnenmarkt Richtlinien für Strom und Gas im Juni 2003 macht jedoch ab dem 1. Juli 2004 einen Wechsel des Regulierungssystems erforderlich. Die neuen Richtlinien sehen zwingend die Errichtung einer Regulierungsbehörde und eine Ex-ante-Regulierung der Netzzugangsbedingungen vor. Hinsichtlich der konkreten Gestalt des Regulierungsdesign lassen sie den einzelnen EU-Mitgliedstaaten jedoch Freiräume. Hier setzt das vorliegende Papier an. Ziel ist es, durch einen vergleichenden Blick auf die Regulierungsmodelle in fünf europäischen Ländern mögliche Optionen für den zukünftigen deutschen Regulierungsrahmen im Energiesektor aufzuzeigen. Die europäischen Erfahrungen mit ausgewählten Fragen der Energiemarktregulierung zu Beginn und im weiteren Verlauf der Marktöffnung können wertvolle Einblicke liefern und eine erste Entscheidungsgrundlage für die Neuordnung des deutschen Aufsichtsrahmens bilden.

Dazu werden zunächst in Kapitel 2 die Anforderungen der neuen EU-Energiemarktrichtlinien dargestellt. Der Fokus liegt dabei auf den zukünftigen Aufgaben und Kompetenzen der Regulierungsbehörde. Besonders in der Diskussion zwischen Regulierern, Unternehmen und Verbraucherverbänden befinden sich zur Zeit Fragen der Netzentgelttarifierung (einschließlich einer möglichen, ergänzenden Methodik zur Durchführung einer Vergleichsmarktanalyse) sowie der Versorgungssicherheit. In Kapitel 3 wird ein knapper theoretischer Überblick über die relevanten regulierungsökonomischen Ansätze zur Behandlung dieser Fragestellungen gegeben. Im anschließenden 4. Kapitel werden die Regulierungsmodelle ausgewählter europäischer Länder vorgestellt (Großbritannien, Norwegen, Finnland, Spanien und Österreich). Die Auswahl der Länder er-

¹ Vgl. Demsetz 1968.

² Vgl. Knieps 2003.

folgte vor dem Hintergrund, dass sich aus den dort gewonnenen Erfahrungen Rückschlüsse und Perspektiven für das deutsche Regulierungsdesign aufzeigen lassen. Diese werden am Ende dieses Papiers in Form eines Resümees aufgezeigt.

2 Der regulatorische Rahmen der EU-Richtlinien

Die früheren Binnenmarktrichtlinien der EU für Strom (96/92/EG) und Gas (98/30/EG) sahen eine schrittweise Einführung des Wettbewerbs für die Energiemärkte vor. Dabei war es den Mitgliedstaaten der EU freigestellt, ihre Energiemärkte über die verbindlich vorgegebenen Minimalanforderungen hinaus für den Wettbewerb zu öffnen. Von dieser Freiheit bei der Ausgestaltung des nationalen Ordnungsrahmens für den Elektrizitäts- und Gassektor haben die Mitgliedstaaten in unterschiedlichem Maße Gebrauch gemacht. Im Gegensatz zu allen anderen Ländern der EU wurde der Netzzugang im Strom- und Gasmarkt in Deutschland zunächst weder explizit gesetzlich geregelt noch staatlich reguliert. Die Ausgestaltung des Netzzugangs wurde ausschließlich den betroffenen Verbänden in Form freiwilliger Verbändevereinbarungen übertragen. Sie folgen dem Prinzip des verhandelten Netzzugangs, d.h. es gibt in Deutschland bisher keine spezielle Kostenregulierung im Bereich der Netzzugangsverträge.³ Die Verbändevereinbarung Strom II+ regelt die Netzzugangsbedingungen sowie die Kalkulationsbasis für die Netznutzungsentgelte. Sie errechnen sich je nach Spannungsebene, an die ein Kunde angeschlossen ist. Es muss dabei für jede der in Anspruch genommenen Spannungsebenen ein einheitliches, ortsunabhängiges Entgelt entrichtet werden.⁴ Die Verbände der deutschen Gaswirtschaft und der Industrie konnten weder mit der Verbändevereinbarung Erdgas I noch mit der Verbändevereinbarung Erdgas II eine abschließende Einigung über die freiwillige Öffnung des deutschen Gasmarktes für neue Anbieter erzielen. Die Verhandlungen über eine entsprechende Verbändevereinbarung Erdgas III wurden im Jahr 2003 erfolglos abgebrochen.⁵

Am 26. Juni 2003 haben der Rat der Europäischen Union und das Europäische Parlament die Beschleunigungsrichtlinien für den Binnenmarkt für Strom (2003/54/EG) und Gas (2003/55/EG) erlassen.⁶ Danach müssen die Versorgungsmärkte spätestens bis zum 1. Juli 2004 für alle Nicht-Haushaltskunden und spätestens ab dem 1. Juli 2007 für alle Endverbraucher in den Mitgliedstaaten vollständig geöffnet sein. Mit der Modifikation der Strom- und Gasrichtlinie soll die EU-weite Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte vorangetrieben und der derzeit mangelnden Reziprozität der Öffnung in den

³ Der deutsche Gesetzgeber hat mit dem ersten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 20.05.2003 eine „Verrechtlichung“ der Verbändevereinbarungen Strom und Gas herbeigeführt. Damit wird ihnen die Vermutung „guter fachlicher Praxis“ beigemessen. Vgl. Becker/Riedel (2003, S. 172).

⁴ Die Netznutzungsentgelte setzten sich aus zwei wesentlichen Bestandteilen zusammen. Zum einen werden die Entgelte anhand der entstehenden Kosten festgelegt, zum anderen werden Elemente eines Vergleichsmarktkonzepts verwendet. Dabei wird die Höhe der Netztarife der betroffenen Unternehmen anhand von strukturellen Unterschieden miteinander verglichen.

⁵ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit 2003, S. 6 – 8.

⁶ Zusätzlich hat die Europäische Kommission im Januar 2004 Leitlinien verfasst, um den Mitgliedstaaten Anhaltspunkte bei der Umsetzung der beiden Richtlinien zu geben. Diese rechtlich allerdings nicht bindenden Leitlinien betreffen u.a. die Umsetzung des Unbundling, die Rolle der Regulatoren, sowie Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

Mitgliedstaaten begegnet werden.⁷ Die EU-Beschleunigungsrichtlinien sind bis zum 1. Juli 2004 in nationales Recht umzusetzen, was für Deutschland u.a. die Novellierung oder Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erfordert. Die neuen Richtlinien schließen die zuvor gegebene Möglichkeit einer privatwirtschaftlichen Regelung der Netzzugangskonditionen im Rahmen des verhandelten Netzzugangs (negotiated Third Party Access, nTPA) aus. Sie fordern explizit eine Regulierungsbehörde, die ex-ante die Tarife und weitere Konditionen für den Netzzugang festlegt. Der deutsche Sonderweg, der auf einem verhandelten Netzzugang und einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt beruhte, wird damit zukünftig ausgeschlossen. Die Novellierung der Richtlinie trägt den gemachten Erfahrungen Rechnung, dass der Ex-post-Nachweis überhöhter Netznutzungstarife beträchtliche Probleme mit sich bringt.⁸

Gemäß Art. 23 der Stromrichtlinie bzw. Art. 25 der Gasrichtlinie müssen die EU-Mitgliedstaaten eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betrauen.⁹ Ihre Kernaufgabe liegt in der Sicherstellung von Nichtdiskriminierung, echtem Wettbewerb und effizientem Funktionieren des Marktes. Dieses beinhaltet sowohl Ex-ante- als auch Ex-post-Befugnisse. Ex-ante fällt es der Regulierungsbehörde zu, die Bedingungen für den Netzanschluss und die Methoden für die Kalkulation der Netzzugangstarife festzulegen oder zu genehmigen. Gleiches gilt hinsichtlich der Konditionen, wie Ausgleichsleistungen zu erbringen sind. Die Regulierungsbehörde ist befugt, die Änderung von Einzeltarifen im nachhinein zu verlangen. Auch im Hinblick auf weitere Aspekte übernimmt die Regulierungsbehörde die Ex-post-Aufsicht. Die Beschleunigungsrichtlinien sehen ein Monitoring vor hinsichtlich

- der Regeln für das Management und die Zuweisung von Verbindungskapazitäten,
- der Mechanismen zur Behebung von Kapazitätsengpässen,
- der von den Netzbetreibern benötigten Zeit für die Herstellung von Anschlüssen und für Reparaturen,
- der Veröffentlichung angemessener Informationen über Verbindungsleitungen, Netznutzung und Kapazitätszuweisung,
- der tatsächlichen Entflechtung der Rechnungslegung,
- der Bedingungen und Tarife für den Anschluss neuer Elektrizitätserzeuger,

⁷ Während z.B. die Strommärkte u.a. in Deutschland, Großbritannien und den skandinavischen Ländern bereits längere Zeit vollständig liberalisiert sind, sind sie in vielen anderen Mitgliedstaaten der EU bisher nur teilweise für den freien Wettbewerb geöffnet.

⁸ Vgl. Bundeskartellamt 2001.

⁹ Um die Lesbarkeit zu verbessern, wird in den nachfolgenden Ausführungen stets nur von einer Regulierungsbehörde gesprochen.

- der Bedingungen für den Zugang zu Speicheranlagen, Netzpufferung und andere Hilfsdienste,
- der allgemeinen Einhaltung der Bestimmungen der Richtlinie durch die Netzbetreiber und
- des Ausmaßes an Transparenz und Wettbewerb.

Darüber hinaus fungiert die Regulierungsbehörde als Streitbeilegungsstelle bei Beschwerden gegen einen Netzbetreiber. Außerdem setzt sie die Einhaltung der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Handel durch. Optional können ihr von nationaler Stelle, über dieses Mindestmaß an Zuständigkeiten hinaus, weitere Kompetenzen zugeteilt werden, wie u.a.

- die Erteilung von Genehmigungen,
- das Monitoring der Versorgungssicherheit,
- die Durchführung, Überwachung und Kontrolle des Ausschreibungsverfahrens für Erzeugungskapazitäten,
- die Entscheidungen über Ausnahmen im Zusammenhang mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen bei Erdgas oder
- der Entwurf einer Streitbeilegungsregelung für den Zugang zu vorgelagerten Gasleitungen.

Zur Erfüllung ihrer Aufgaben hat die Regulierungsbehörde das Recht auf Einsichtnahme in die Rechnungslegung der Energieversorgungsunternehmen. Wenn es das jeweilige nationale Recht vorsieht, können Entscheidungen der Regulierungsbehörde von einer für zuständig erklärten staatlichen Stelle überprüft und in der Folge gebilligt oder abgelehnt werden.

Neben der Regulierung des Netzzugangsregimes stellt die Überwachung der Entflechtungsvorschriften einen wichtigen Aufgabenbereich der zu bildenden Regulierungsbehörde dar. Die modifizierten Richtlinien konkretisieren und verschärfen die Maßgaben zur wirksamen Trennung („Unbundling“) des Netzbetriebs von den sonstigen betrieblichen Funktionen vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen. Mit den Regeln zur Entflechtung soll der Anreizproblematik vertikal integrierter Versorger begegnet werden, Dritte beim Zugang zu den monopolistischen Übertragungs- und Verteilnetzen zu diskriminieren.¹⁰ Durch einen solchen wettbewerbswidrigen Missbrauch ihrer Marktmacht ist es ihnen möglich, (potentielle) Konkurrenten in den wettbewerbsfähigen Bereichen (Erzeugung und Vertrieb) nachhaltig zu behindern und von einem möglichen

¹⁰ Im Extremfall könnten die Netzbetreiber Konkurrenten den Netzzugang verweigern oder ihnen diesen nur gegen ein prohibitiv hohes Entgelt gestatten.

Marktzutritt abzuhalten. Die Beschleunigungsrichtlinien sehen ein buchhalterisches, organisatorisches und rechtliches Unbundling für vertikal integrierte EVU mit mehr als 100.000 Kunden vor, d.h. Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt über das Netz müssen getrennt von den übrigen Tätigkeitsbereichen des Netzbetreibers geführt werden.

Die bisherigen Richtlinien sahen lediglich eine getrennte Buchführung (Accounting Separation) für die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung/Vertrieb als Minimalforderung vor. Eine separate buchhalterische Erfassung der Verteilungsebene war nicht vorgeschrieben. Viele Mitgliedstaaten setzten die vorgeschriebene buchhalterische Entflechtung über ein Management Unbundling um, welches neben getrennter Buchhaltung auch eine organisatorische Trennung der einzelnen Unternehmensebenen beinhaltet. Durch die weitergehende unternehmensrechtliche Entflechtung (Legal Unbundling) sollen die verschiedenen Bereiche des Unternehmens noch stärker voneinander separiert werden. Die Eigentumsrechte werden dadurch jedoch nicht angetastet. Die Beschleunigungsrichtlinien sehen eine entsprechende eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling) der vertikal integrierten Unternehmen nicht vor. Zwar würden damit die Anreize eines Netzbetreibers entfallen, Konkurrenten aufgrund ihrer Monopolstellung zu diskriminieren, jedoch droht gleichzeitig der Verlust von technisch, organisatorisch oder institutionell bedingten Verbundvorteilen. Zudem ist diese stärkste Form des Unbundling aus Sicht des Eigentumsrechts nicht unproblematisch. Nach Auffassung ihrer Gegner käme sie einer verfassungswidrigen Enteignung gleich.¹¹

¹¹ Vgl. Brunekreeft/Keller 2001, S. 8.

3 Regulierungsökonomische Ansätze in Energiemärkten

Im Hinblick auf die Regulierung der Strom- und Gasnetze sind vielfältige Aspekte zu beachten. Um eine Diskriminierung der (potentiellen) Konkurrenten auf den vor- bzw. nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zu verhindern, sind für den Energiesektor insbesondere in den USA und Großbritannien verschiedene Ansätze zur Regulierung der Netzzugangstarife entwickelt worden, die nachfolgend kurz vorgestellt werden. Neben der Kalkulation der Netzzugangsentgelte stehen aber auch mögliche Vergleichsmarktkonzepte und Gewinnaufteilungsverfahren im Kontext der Netzentgeltregulierung sowie Fragen der Versorgungsqualität besonders im Mittelpunkt der regulierungsökonomischen Debatte. Möglichkeiten, diese Kriterien im Regulierungsdesign zu berücksichtigen, werden ebenfalls im Rahmen dieses Kapitels erläutert.

3.1 Modelle der Netzentgeltregulierung

3.1.1 Kostenorientierte Regulierungsansätze

Kostenorientierte Regulierungsansätze setzen an den Kosten an, die ein reguliertes Unternehmen aufwenden muss, um die Nachfrage nach den angebotenen Leistungen befriedigen zu können. Die Regulierung durch Vorgabe einer maximalen Rentabilität (Rate-of-Return- oder Cost-Plus Regulierung) ist die traditionelle Form der kostenorientierten Regulierung von Monopolen. Sie fand insbesondere in den USA zur Regulierung von Versorgungsunternehmen Anwendung. Im Rahmen der Renditenregulierung werden dem regulierten Unternehmen alle relevanten Kosten abgegolten. Dieses schließt nicht nur die Betriebs- und Kapitalaufwendungen ein, sondern auch eine angemessene Verzinsung des investierten Kapitals. Dadurch dass die Preise der monopolistischen Netzbetreiber den so ermittelten Kosten entsprechen, sollen missbräuchliche Preispraktiken unterbunden werden.

Die Renditenregulierung ist mit relativ geringem Aufwand bei der Einführung verbunden, sie beinhaltet allerdings einige gravierende Probleme. Da eine Kostendeckung unabhängig vom Kostenniveau garantiert wird, haben die regulierten Monopolisten nur einen sehr geringen Anreiz, sich bietende Potentiale an Produktivitätsverbesserungen auszuschöpfen und ihre Kosten zu senken. Die zugestandene Rendite wird auf der Basis des investierten Kapitals berechnet, d.h. die Rendite ist umso höher, je höher die Kapitalbasis ist. Dadurch tätigen die Unternehmen Investitionen in einem Umfang, welcher über das optimale Maß hinausgeht (Averch-Johnson-Effekt).¹² Sie unterliegen einem Anreiz, von der kostenminimalen Faktorkombination abzuweichen und zu kapitalintensiv zu produzieren. Das dadurch gegebenenfalls aufgebaute, außerordentlich hohe Niveau an Versorgungssicherheit ist nicht optimal. Die Gefahr der Überkapitalisierung

¹² Vgl. Averch/Johnson (1962).

besteht um so mehr, als die damit verbundenen Kosten an die Nachfrager weitergegeben werden können. Auf der anderen Seite besteht die Gefahr, dass der für angemessen angesehene Risikozuschlag zu niedrig angesetzt wird. Ist dies der Fall, verfügen die regulierten Netzbetreiber über zu geringe Investitions- und Innovationsanreize. Die zugestandene Rendite ist dann zu niedrig, um das mit Innovationen verbundene höhere Risiko abzudecken. Schließlich ist die Berechnung der Kosten, speziell der Kapitalkosten, aufgrund unterschiedlicher Rechnungslegungsmethoden oft nicht eindeutig. Bewertungsprobleme ergeben sich insbesondere bei Aktiva mit langer Nutzungsdauer, wie dies bei Anlagegütern, die beim Aufbau von Stromnetzen benötigt werden, der Fall ist. So wird kontrovers diskutiert, ob der historische Anschaffungswert abzüglich der zwischenzeitlich vorgenommenen Abschreibungen den aktuellen Wert des eingesetzten Kapitals widerspiegelt oder ob nicht der Wiederbeschaffungswert eine bessere Bewertungsbasis darstellt.¹³

3.1.2 Anreizorientierte Regulierungsansätze

Anreizorientierte Regulierungsansätze sind idealerweise so konstruiert, dass die regulierten Unternehmen von sich auch den hinreichenden Ansporn entwickeln, die ökonomisch vorgegebenen Ziele zu verfolgen. Eine Form der anreizorientierten Regulierung ist das Setzen von Preisobergrenzen (Price Caps). Mit ihr sollen Kostensenkungen bzw. Produktivitätssteigerungen gefördert werden. Sie wurde erstmals in Großbritannien zur Regulierung der British Telecom im Jahre 1984 angewandt.¹⁴ Die Vorteile von dynamischen Kostensenkungen kommen dabei nicht nur den Nachfragern zugute, sondern auch den Netzbetreibern. Beim Price Cap legt die Regulierungsbehörde für eine vorab festgelegte Zeit (meistens drei bis fünf Jahre) eine Obergrenze für die Preise fest. Gelingt es dem regulierten Unternehmen, die Kosten stark zu senken, kann es die hierdurch entstehenden Gewinne einbehalten. Läuft die Preisgenehmigung am Ende des festgesetzten Zeitraums aus, wird eine neue Preisobergrenze für die kommenden Jahre festgesetzt. Dabei ist es möglich, dass die Tarife im Rahmen eines ‚regulatory review‘ dem aktuellen Kostenniveau angepasst werden.

Eine Price-Cap-Formel hat typischerweise folgenden Aufbau:

$$P = P_{t-1} \cdot (1 + I - X) +/- Z$$

mit	P	Preisobergrenze des regulierten Unternehmens
	$t-1$	Vorjahreswert
	I	Inflationsrate (z.B. Veränderungsrate des Konsumentenpreisindex)
	X	Produktivitätsfaktor
	Z	Anpassungsfaktor für exogene Kostenveränderungen

¹³ Im ersten Fall wird auch vom Konzept der Substanzerhaltung im Zusammenhang mit der Verwendung von Realzinsen, im letzteren von der Realkapitalerhaltung (unter Verwendung von Nominalzinsen) gesprochen.

¹⁴ Vgl. hierzu Littlechild 1983.

Im Rahmen des Price-Cap-Modells bewertet die Regulierungsinstanz zunächst das Ausgangsniveau für die Tarife des regulierten Netzbetreibers, z.B. auf der Basis von umfassenden Kostenprüfungen. Die festgelegten Preise stellen Obergrenzen dar und dürfen in den nachfolgenden Jahren der Regulierungsperiode nicht stärker steigen als die Steigerungsrate der Preise für die Inputs des Unternehmens (Inflation) abzüglich eines vorgegebenen Abschlags für die prognostizierte Produktivitätsentwicklung des Unternehmens. Als Indikator für die Inflation wird ein allgemein akzeptierter Index, der die Preisentwicklung der Inputs des regulierten Unternehmens hinreichend reflektiert, aber gesamtwirtschaftlich ausgerichtet ist, herangezogen.

In den meisten Fällen handelt es sich bei den regulierten Unternehmen um Mehrproduktunternehmen, die ihre Dienste für verschiedene Kundengruppen anbieten. Die Price-Cap-Regel legt aber i.d.R. nicht eine Vielfalt einzelner Preise fest, sondern stattdessen eine gewichtete durchschnittliche Preisobergrenze für einen Korb verschiedener Dienste. Die gesetzte Preisobergrenze gilt für den Durchschnitt der Tarifänderungen der enthaltenen Leistungen. Einzelne Preisänderungen können oberhalb des Caps liegen, solange der Durchschnitt aller Änderungen die Grenze nicht überschreitet. Dadurch bleibt den regulierten Unternehmen ein Spielraum beim Setzen der Preisstruktur. Eine solche Korbbildung berücksichtigt, dass die Netzbetreiber meist unterschiedliche Segmente beliefern und nicht all ihre Kosten eindeutig auf einzelne Kundengruppen zurechenbar sind. Ihnen wird die effizienzerhöhende Möglichkeit belassen, ihre Tarifstruktur nach den jeweiligen Zahlungsbereitschaften auszurichten.¹⁵

Nach dem Setzen des Anfangsniveaus folgt die Preisobergrenze in den nachfolgenden Jahren einem Pfad, der durch die Preissteigerungsrate der Inputs (z.B. abgebildet durch den Konsumentenpreisindex) bestimmt wird, abzüglich eines vorgegebenen Effizienzfaktors (X-Faktor). Dieser soll die Entwicklung der Produktivität im regulierten Netzbereich widerspiegeln. Über den X-Faktor kann der Regulator eindeutige Produktivitätsziele setzen. Rationalisierungsanstrengungen im Rahmen dieses Faktors werden unmittelbar an die Netzkunden weitergegeben. Da der Preispfad unabhängig von den tatsächlich realisierten Kosten ist, profitiert der regulierte Netzbetreiber von Effizienzsteigerungen, die er über das gesetzte Maß hinaus erzielt. Die daraus resultierenden Gewinne fallen ihm unmittelbar zu. Der Netzbetreiber besitzt folglich über die Effizienzvorgabe hinaus Anreize zu Rationalisierungsmaßnahmen und zur Kostenminderung. Nutzt er diese Möglichkeit, verlaufen der Preis- und der Kostenpfad während der Regulierungsperiode nicht parallel.¹⁶

Erst am Ende der Aufsichtsperiode können die Netztarife wieder an das aktuelle, effiziente Kostenniveau angepasst werden. Der Zeithorizont, d.h. die Gültigkeitsdauer des Preispfades, ist für die Anreizeffekte des Price-Cap-Ansatzes von entscheidender Bedeutung.¹⁷ Die Vorteile aus übermäßigen Rationalisierungsmaßnahmen, die zu einer dauerhaften Senkung der Betriebs- oder Kapitalkosten führen, verbleiben um so länger

¹⁵ Vgl. Brunekreeft 2000, S. 5 – 13.

¹⁶ Vgl. Riechmann 1995.

¹⁷ Vgl. Brunekreeft 2000, S. 15f.

im Unternehmen, je später es zu einer erneuten Tarifprüfung und Anpassung des Price Caps kommt. Mit dem Zeitpunkt der Anpassung sind die gesunkenen Kosten aber in Form einer Preissenkung an den Kunden weiterzugeben. Bei der Wahl der Geltungsdauer muss die Regulierungsinstanz folglich abwägen zwischen ausgeprägten Kostensenkungsanreizen auf der einen Seite und der erforderlichen Gewinnbeschränkung der Netzbetreiber auf der anderen Seite. Hier besteht ein Trade-off. Eine optimale Dauer lässt sich dabei ökonomisch nicht ohne weiteres ableiten. Zur Wahl der Geltungsdauer muss vielmehr ein Werturteil darüber gefällt werden, in welchem Umfang temporäre Übergewinne der regulierten Unternehmen mögliche Produktivitätssteigerungen rechtfertigen.

Da die Anreize zu Kostensenkungen mit der Dauer einer Regulierungsperiode abnehmen, sind Anreize zu Kostensenkungen im ersten Jahr der Preisfestlegung wesentlich ausgeprägter als im letzten Jahr. Die Gewinne aus übermäßigen Produktivitätssteigerungen unmittelbar zu Beginn der Regulierungsperiode können bis zum nächsten ‚regulatory review‘ einbehalten werden, also fast für den gesamten gesetzten Zeitraum. Vorteile aus Produktivitätsanstrengungen am Ende der Regulierungsperiode drohen dagegen kurzfristig verloren zu gehen, wenn sie bei einer Neubewertung des Ausgangsniveaus in vollem Umfang kostenmindernd berücksichtigt werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass mögliche Kostensenkungsmaßnahmen bis zum Beginn der neuen Regulierungsperiode zurückgehalten werden. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, ist es möglich, bei Tarifsenkungen aufgrund von Kostenprüfungen nur die Kostensenkungen in vollem Umfang zur berücksichtigen, die im ersten Jahr der vorausgegangenen Regulierungsperiode getätigt wurden.¹⁸ Eine entsprechende Berücksichtigung dieses Phänomens durch die Setzung von „rolling incentives“ ist jedoch administrativ aufwändiger.

Bei vorgeschriebenen Price Caps haben die regulierten Unternehmen ein hohes Interesse, ihren Gewinn nicht nur durch Kosteneinsparungen, sondern auch durch eine Ausweitung des Umsatzes zu erhöhen. Dies ist im Energiesektor mit einem mitunter stark ansteigendem Strom- bzw. Gasabsatz verbunden. Hieraus können sich Konflikte mit Prinzipien der Energieeffizienz und des Demand-Side-Managements ergeben.¹⁹ Eine insbesondere in der Energiewirtschaft häufig vorzufindende Variante der Price-Cap-Regulierung ist daher die Revenue-Cap-Regulierung, die keine Anreize zur Absatzsteigerung setzt. Die Revenue-Cap-Regulierung lehnt sich methodisch eng an den Price-Cap-Ansatz an. Dem regulierten Unternehmen werden jedoch keine Höchstpreise vorgeben, sondern eine Erlösobergrenze für den Gesamtumsatz, die unabhängig von den Kosten maximal erreicht werden darf. Dadurch dass die Erlöse von den Kosten entkoppelt werden, haben die regulierten Netzbetreiber auch im Fall der Revenue-Cap-Regulierung ausgeprägte Anreize zur Kostenreduktion. Die Formel zur Bildung des Revenue Caps verdeutlicht die Analogie zur Preisobergrenzenregulierung:

¹⁸ Vgl. Frontier Economics/Consentec 2003, S. 38 – 40.

¹⁹ Das Demand-Side-Management beinhaltet nachfrageseitige Maßnahmen zur Einsparung von Energie. Vgl. u.a. Thomas et al. (2002).

$$R = (R_{t-1} + k \cdot \Delta K) \cdot (1 + I - X) \pm Z$$

mit	R	Erlösobergrenze des regulierten Unternehmens
	k	Kostenfaktor des Anschlusses zusätzlicher Kunden
	ΔK	Veränderung der Kundenzahl

Während der festgesetzten Regulierungsperiode folgen die Erlöse ebenfalls einem Pfad, der von der Inflationsrate und einem Effizienzfaktor bestimmt wird. Ergänzend wird bei der Berechnung der Erlösobergrenze ein Anpassungsmechanismus einbezogen, der die Entwicklung der Kundenanzahl berücksichtigt.

Die Anwendung einer Revenue Caps setzt allerdings eine geringe Preiselastizität der Nachfrage voraus, d.h. relativ unempfindliche Reaktionen der Nachfrager auf Preissteigerungen.²⁰ Andernfalls haben die regulierten Unternehmen einen Anreiz, die Preise zu erhöhen. Die Erlösobergrenze kann trotzdem eingehalten werden, wenn die Preiserhöhung mit einem spürbaren Nachfragerückgang verbunden ist. Gleichzeitig erzielen die regulierten Unternehmen aber zusätzliche Gewinne, wenn die sinkenden Outputmengen Kosteneinsparungen ermöglichen. Letzteres ist aber nur bei einem vergleichbar hohen Anteil variabler Kosten der Fall.

Price-Cap- und Revenue-Cap-Regulierung sollten stets mit einer strikten Vorgabe von Qualitätszielen verknüpft werden, da Qualitätsminderungen i.d.R. kostensenkend und somit gewinnerhöhend wirken.²¹ Es besteht somit die Gefahr, dass sich die Versorgungssicherheit verringert, da die Netzbetreiber zu wenig in Instandhaltungsaufwendungen und in die Qualität der Netzinfrastruktur investieren.

3.2 Komplementäre Instrumente der Netzentgeltregulierung

3.2.1 Yardstick-Regulierung und Benchmarking

Im Rahmen der Yardstick-Regulierung wird jedes regulierte Unternehmen mit ähnlichen Unternehmen verglichen (Benchmarking). Auf der Basis dieses Leistungsvergleichs werden in einem zweiten Schritt die Tarife des regulierten Unternehmens festgelegt.²² Die Grundidee der Yardstick-Regulierung kann dabei sowohl mit einer kostenorientierten als auch einer anreizorientierten Entgeltregulierung kombiniert werden. Um die Netztarife bzw. die Preisobergrenze für das regulierte Unternehmen festzusetzen, zieht die Regulierungsbehörde Kosteninformationen von vergleichbaren Netzbetreibern heran, die in anderen nationalen oder gegebenenfalls auch internationalen Regionen tätig sind. Sie vergleicht die Durchschnittskosten des regulierten Unternehmens mit

²⁰ Vgl. Crew/Kleindorfer 1996.

²¹ Vgl. Fritsch/Wein/Ewers 2001, S. 239f.

²² Vgl. grundlegend Shleifer 1985.

denen ähnlicher Netzbetreiber. Die Yardsticks (Maßstäbe) dienen dazu, durch statistische Vergleichsmethoden innerhalb einer Gruppe ähnlicher Unternehmen das kosteneffizienteste zu identifizieren. Der Ansatz kann sich dabei auf die durchschnittlichen Kosten der berücksichtigten Unternehmen oder auf die „Best-Practice“-Unternehmen beziehen. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, sind bei relevanten exogenen Einflüssen angemessene Zuschlagsfaktoren zu berücksichtigen. Aus den Ergebnissen des Benchmarking können die Regulierungsinstanzen wichtige Informationen über die Effizienz der einzelnen Netzbetreiber gewinnen, die sie bei ihren Regulierungsentscheidungen berücksichtigen werden. Im Rahmen der Price-Cap-Regulierung lässt sich auf diese Weise die individuelle Effizienzvorgabe (X-Faktor) ableiten.

Durch Benchmarking und Yardstick-Regulierung wird ein indirekter Wettbewerb zwischen den verschiedenen regionalen Monopolisten generiert. Die Netzbetreiber haben einen Anreiz zur Kostensenkung, wodurch ein Abwärtsdruck auf die Durchschnittskosten ausgelöst wird. Der identifizierte Yardstick stellt eine Schätzung der effizienten (oder bei alternativer Ausgestaltung der durchschnittlichen) Kosten eines typischen Unternehmens dar. Die regulierten Netzbetreiber werden dadurch nicht mit den Einschätzungen der Regulierungsbehörde hinsichtlich der zukünftigen Produktivitäts- und Kostenentwicklung konfrontiert, welche immer dem Vorwurf der „Anmaßung von Wissen“ (von Hayek 1975) ausgesetzt sind. Vielmehr stehen die beaufsichtigten Netzbetreiber durch den Ansatz des Yardstick Competition unmittelbar im Wettbewerb mit der Effizienz anderer, vergleichbarer Unternehmen. Yardstick Competition kommt den Verhältnissen auf echten Wettbewerbsmärkten somit bereits sehr nahe. Leistungsstarke, kosteneffiziente Netzbetreiber werden vom Markt mit hohen, überdurchschnittlichen Renditen belohnt, während Underperformer Verluste erleiden und im Extremfall mit ihrem Ausscheiden aus dem Marktprozess rechnen müssen. Da eine ausreichende Anzahl von Vergleichsunternehmen zur Anwendung dieser Methodik notwendig ist, lässt sich ein Benchmarking im Energiebereich allerdings in den meisten Ländern lediglich auf der Verteilerebene vornehmen.

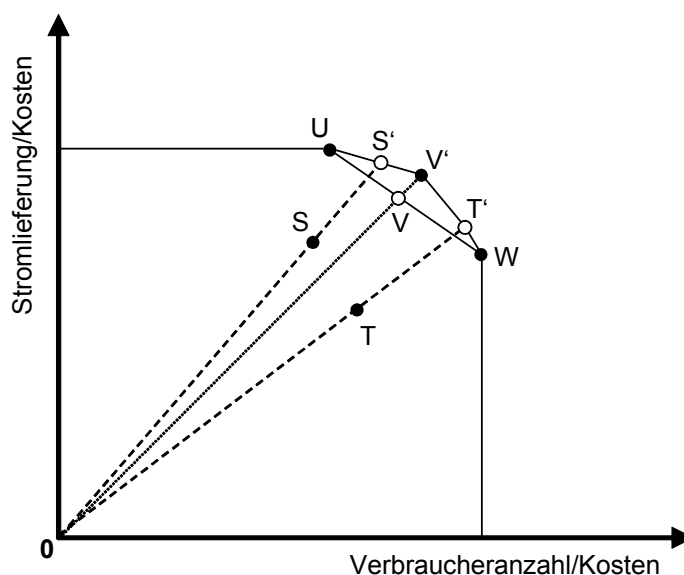
Ein Benchmarking kann prinzipiell anhand unterschiedlicher Verfahren durch den Vergleich von Kennzahlen durchgeführt werden. Dabei werden verschiedene Größen berücksichtigt (z.B. Umsatz, Kosten etc.). Wichtig für den Einsatz eines Verfahrens ist, dass eine ausreichende Zahl an Vergleichsunternehmen vorliegt und dass Strukturmerkmale gewählt werden, die tatsächlich einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der Netznutzungskosten haben. In der internationalen Aufsichtspraxis gewinnt dabei die Data Envelopment Analysis (DEA) zunehmend Anerkennung.²³ Der DEA-Ansatz beinhaltet das Ziel, die hohe Komplexität des Leistungsangebotes von Netzbetreibern und ihre strukturellen Umweltbedingungen möglichst umfassend abzubilden. Computergestützt setzt die DEA-Programmiertechnik dazu ausgewählte Leistungs- und Kostenkennzahlen realer Unternehmen zueinander ins Verhältnis. Auf dieser Basis entwirft sie virtuelle Unternehmen als lineare Kombinationen realer, kostengünstiger Unternehmen.

²³ Vgl. zu den Details der DEA insbesondere Burns/Davies/Riechmann (1999).

Die abgeleiteten effizienten Referenzunternehmen sind hinsichtlich ihrer Struktureigenschaften deckungsgleich mit dem jeweiligen realen Netzbetreiber, dessen Effizienz geprüft wird. Auf der Grundlage ihrer spezifischen charakteristischen Strukturbedingungen werden auf diese Weise die Effizienzpotentiale der einzelnen Netzbetreiber ermittelt.

Die DEA stellt die ausgewählten Input- und Outputvariablen zur Feststellung der Effizienz gegenüber und ermittelt eine (optimale) Produktionsmöglichkeitengrenze. Auf dieser befinden sich die Unternehmen, die die günstigsten Input-Output-Kombinationen realisieren. Abbildung 1 verdeutlicht das prinzipielle Vorgehen der DEA. Die Unternehmen im einfachen Beispiel erbringen zwei Output-Leistungen, zum einen die Verteilung von Strom, zum anderen den Netzanschluss für Verbraucher. Einziger Input sind die Kosten des Faktoreinsatzes des Unternehmens. Die Unternehmen U, V und W bestimmen die Effizienzgrenze als Umhüllende. U liefert den meisten Strom je Kosteneinheit, W beliefert die meisten Kunden je Kosteneinheit. V ist zwar bei keinem der Koeffizienten führend, seine Input-Output-Koeffizienten sind aber besser als eine Linearkombination (V') aus U und W. Daher gilt auch V als effizient. S und T sind dagegen zwei ineffiziente Unternehmen. Ihr Effizienzniveau bestimmt sich durch den linearen Abstand vom Ursprung zu S' bzw. T' . Zur Feststellung ihres Effizienzgrades werden sie nicht mit allen anderen Unternehmen verglichen, sondern nur mit den effizientesten vergleichbaren Unternehmen. Für S sind das nur U und V, für T entsprechend V und W.

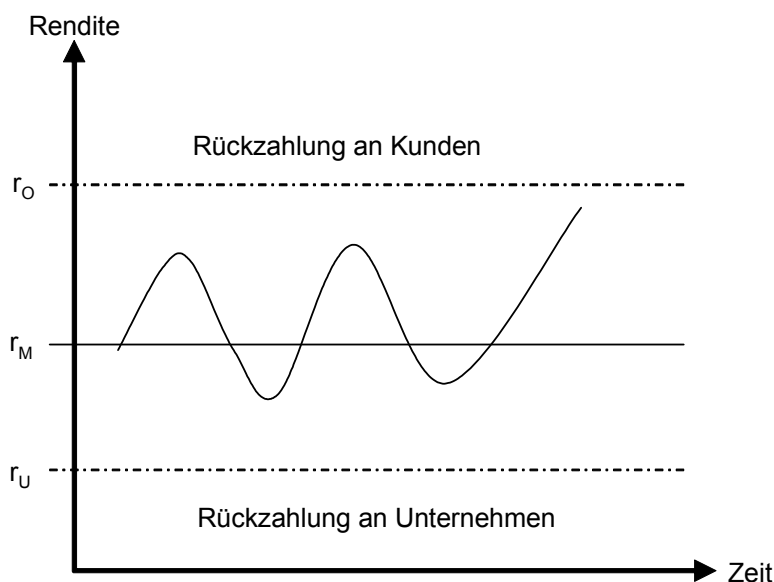
Abbildung 1: Data Envelopment Analysis



3.2.2 Gewinnaufteilungsverfahren

Beim Price-Cap- und Revenue-Cap-Verfahren kann das Problem entstehen, dass die Kosten der Netzbetreiber während der Regulierungsperiode deutlich stärker sinken als die Preise bzw. die Erlöse. Kurzfristig fallen dann sehr hohe Übergewinne bei den regulierten Netzbetreibern an. Um diesem Problem zu begegnen, kann die Obergrenzenregulierung um eine zusätzliche Vorschrift über die Gewinnaufteilung ergänzt werden (Sliding-Scale-Regulierung). Überschreitet demnach die tatsächlich realisierte Rendite ein gesetztes Referenzmaß, so muss der betroffene Netzbetreiber einen Teil des Gewinns an die Kunden zurückerstatten, z.B. über Rabatte oder in Form von Tarifsenkungen im nachfolgenden Jahr.²⁴

Abbildung 2: Regulatorische Grenzen der tatsächlichen Kapitalverzinsung



Werden auch Untergrenzen für die tatsächliche Rendite festgesetzt, wird dem regulierten Unternehmen die Möglichkeit eingeräumt, seine schlechte Kapitalverzinsung bei Unterschreiten der Schranke durch höhere Tarife aufzubessern. Abbildung 2 verdeutlicht ein solches Regulierungsdesign mit einer minimal garantierten Rendite r_U und einer maximal zugestandenen Kapitalverzinsung r_O . In diesem Fall darf die tatsächliche Rendite der regulierten Netzbetreiber während der Regulierungsperiode zwischen diesen beiden Schranken um die mittlere eingestandene Rendite r_M schwanken.

²⁴ Vgl. Kunz 2003, S. 67 – 70.

3.3 Alternative Möglichkeiten der Qualitätsregulierung

3.3.1 Qualitätsstandards

Aufgrund der großen volkswirtschaftlichen Bedeutung des Energiesektors ist die Sicherung einer hohen Versorgungsqualität eines der wichtigsten energiepolitischen Ziele. Die Versorgungsqualität darf daher auch bei der Gestaltung eines Regulierungsrahmens für Strom- und Gasmärkte nicht außer Acht gelassen werden. Durch den Preisdruck, der von einer Netzentgeltregulierung ausgelöst wird, haben die Netzbetreiber den Anreiz, die Netzqualität zu vernachlässigen, um so Kosten zu sparen. Die Netzbetreiber können die Qualität ihrer Netze sowohl durch die Netzauslegung (u.a. Netzstruktur, Dimensionierung der Betriebsmittel) als auch durch die Betriebsweise (z.B. Instandhaltung, Betriebsführung, Störungsbehebung) beeinflussen. Das Regulierungsmodell sollte den regulierten Unternehmen Anreize vermitteln, ein angemessenes Qualitätsniveau zu erreichen bzw. dieses zu erhalten.²⁵

Ein Instrument zur Sicherung der Versorgungsqualität ist die Einführung von Qualitätsvorgaben. Diese Mindeststandards markieren eine qualitative Untergrenze, die nicht unterschritten werden darf. Für den Strommarkt sind hier z.B. die Kontinuität der Versorgung, die Frequenz- oder die Spannungserhaltung als Kriterium für den Begriff der Versorgungsqualität einsetzbar. Aufgabe der Regulierungsbehörde ist es, für die ausgesuchten Merkmale ein Qualitätsniveau vorzugeben, welches das volkswirtschaftlich optimale Niveau an Versorgungssicherheit gewährleistet und nach Möglichkeit die Präferenzen aller Verbraucherguppen adäquat widerspiegelt.

Es genügt jedoch nicht, Qualitätsanforderungen nur zu formulieren. Sie müssen im Falle ihrer Nichterfüllung auch durchgesetzt werden. Die geltenden Haftungsregeln stehen daher in engem Zusammenhang zu den Mindeststandards. Vertragsstrafen und Schadenersatzregelungen sind komplementäre Instrumente, um Qualitätsproblemen in Netzbereichen entgegenzuwirken. Bei Versorgungsmängeln wird der regulierte Netzbetreiber verpflichtet, die betroffenen Kunden finanziell zu entschädigen und/oder Vertragsstrafen in vorher festgelegter Höhe an die Regulierungsinstanz zu leisten. Auf diese Weise erhält das regulierte Unternehmen einen wirksamen Anreiz, die gesetzte Mindestqualität zu gewährleisten. Die Anreizwirkung der Sanktionsregelung hängt dabei entscheidend von der Höhe der zu leistenden Entschädigung bzw. Vertragsstrafe ab. Zudem sind Sanktionen im Falle der Nichteinhaltung der Standards aus juristischen Gründen auf objektiv nachweisbare Tatbestände angewiesen, d.h. die gesetzten Qualitätskriterien müssen eindeutig messbar sein.

²⁵ Vgl. Frontier Economics/Consentec 2003, S. 42f.

3.3.2 Qualitätsindex im Rahmen der Price-Cap-Regulierung

Im Price-Cap-Verfahren wird davon ausgegangen, dass die Leistung gegeben ist. Von Qualität und Qualitätsproblemen wird abstrahiert. Die reine Preisregulierung schafft aber negative Anreize hinsichtlich der qualitativen Effizienz. Die Price-Cap-Regulierung birgt die Gefahr in sich, dass das preisregulierte Unternehmen seinen Gewinn dadurch erhöht, dass es die Versorgungsqualität vermindert.²⁶ Alternativ zu Qualitätsstandards ist die Einbeziehung eines Qualitätsindex in die Preiskontrollformel eine weitere Möglichkeit, den Netzbetreiber zu erforderlichen Investitionen in die Versorgungssicherheit zu motivieren. Dazu wird die Preiskontrollformel so gebildet, dass Qualitätsminderungen mit einer Einschränkung des Preiserhöhungsspielraums einhergehen, während für qualitative Verbesserungen eine erweiterte Preisspanne zugestanden wird. Es besteht dadurch ein direkter Anreiz- und Sanktionsmechanismus. Im Gegensatz zu Haftungsregeln ist hier außerdem eine Symmetrie zwischen positiven und negativen Anreizen gewährleistet.

Soll zusätzlich ein Qualitätsindex in die Preiskontrollformel integriert werden, muss zunächst ein Qualitätsmerkmal ausgewählt werden. Für dieses Qualitätsmerkmal muss im nächsten Schritt ein Sollwert vorgegeben werden. Um Anreize für Leistungssteigerungen zu setzen, wird dem regulierten Unternehmen ein höherer Preissetzungsspielraum eingeräumt, wenn es den Sollwert übertrifft und eine höhere Qualität als vorgegeben anbietet. Bei Unterschreitung des Solls wird der Netzbetreiber für unterlassene Qualitätsanstrengungen bestraft. Bei Einbeziehung der Leistungsqualität ergibt sich die Price-Cap-Formel wie folgt:

$$P = P_{t-1} \cdot (1 + KPI + a \cdot Q - X) \pm Z$$

mit Q Versorgungsqualität
 a Qualitätsanreizfaktor

Der Qualitätsanreizfaktor legt fest, mit welchem Gewicht das Qualitätsmerkmal in der Price-Cap-Gleichung berücksichtigt wird. Wird dieser Faktor zu niedrig angesetzt, sind die Anreizwirkungen unter Umständen zu schwach. Ein Stromnetzbetreiber wird dann u.U. nicht die Investitionen in ausreichendem Maß tätigen, die erforderlich sind, um die Anzahl der Lieferausfälle möglichst gering zu halten. Wird der Qualitätsindex zu stark gewichtet, besteht die Gefahr von Überinvestitionen in die Versorgungsqualität.

²⁶ Vgl. Fritsch/Wein/Ewers 2001, S. 239f.

3.3.3 Implizite Berücksichtigung von Qualitätsaspekten beim Benchmarking

Qualitätsmerkmale können schließlich auch in das Benchmarking-Verfahren einbezogen werden.²⁷ Beim Unternehmensvergleich, der zur Feststellung von Preis- und Kostenunterschieden herangezogen wird, müssen dazu zusätzliche Output-Variablen einbezogen werden. Die gewählten Variablen müssen die möglichen Ausprägungen der relevanten Qualitätskriterien möglichst korrekt wiedergeben. Identifizierte Qualitätsunterschiede gehen auf diese Weise in die Beurteilung der relativen Kosteneffizienz der Netzbetreiber ein. Allerdings setzt dieser Regulierungsansatz keine kritische Obergrenze. Die regulierten Unternehmen haben auch dann noch einen Anreiz zu weiteren Qualitätsverbesserungen, wenn sie im Grunde bereits ein angemessenes Niveau erreicht haben. Unabhängig vom absoluten Niveau verbessern überdurchschnittliche Qualitätssteigerungen die relative Effizienzposition des jeweiligen Unternehmens. Je besser es aber beim Unternehmensvergleich abschneidet, um so günstiger gestaltet sich z.B. im Rahmen einer Obergrenzenregulierung sein zugestandener Preis- oder Erlöspfad.

²⁷ Vgl. Frontier Economics/Consentec 2003, S. 49f.

4 Regulierungsmodelle ausgesuchter Länder

4.1 Übersicht über die Vergleichsländer

In den nachfolgenden Abschnitten werden exemplarisch die Wettbewerbs- und Regulierungsmodelle von fünf europäischen Ländern vergleichend beschrieben. Die Reihenfolge der Länder ist nach dem Zeitpunkt des Beginns der jeweiligen Strommarktöffnung gewählt. Der Fokus liegt dabei auf der Darstellung der Regulierung der jeweiligen nationalen Strommärkte, die in allen betrachteten Ländern bereits zu 100% für den Wettbewerb freigegeben sind.²⁸ Großbritannien, Norwegen und Finnland besitzen dabei langfristige Erfahrungen mit einem regulierten Netzzugang. Mit Österreich soll dagegen ein Land dargestellt werden, das erst seit kurzem eine Regulierungsbehörde installiert und seinen Energiemarkt – parallel zu Deutschland – nach Inkrafttreten der EU-Stromrichtlinie aus dem Jahr 1996 für den Wettbewerb geöffnet hat. Spanien hat dagegen einige Besonderheiten bezüglich seiner Energiemarktregulierung aufzuweisen, wie z.B. eine Regulierung der Endkumentarife. Daher wird im Rahmen dieses Papiers auch dieses südeuropäische Land mit in die Untersuchung einbezogen. Norwegen ist als einziges der aufgeführten Länder nicht Mitglied der EU. Tabelle 1 gibt einen ersten Überblick über die Umsetzung der Liberalisierung der Strommärkte in den ausgesuchten Ländern.

Tabelle 1: Strommarktliberalisierung in den Vergleichsländern

Land	Beginn der Liberalisierung	Grad der Liberalisierung	Anzahl der Netzbetreiber		Art des Unbundling	
			Übertragung	Verteilung	Übertragung	Verteilung
Deutschland	1998	100%	4	930	Rechtsform	Buchführung
Großbritannien	1990	100%	4	15	Eigentum	Rechtsform
Norwegen	1991	100%	1	190	Eigentum	Buchführung
Finnland	1995	100%	1	95	Eigentum	Buchführung
Spanien	1997	100%	1	299	Eigentum	Rechtsform
Österreich	1998	100%	3	139	Rechtsform	Buchführung

Quelle: EU Kommission (2004).

²⁸ Die Öffnung des Gassektors ist in den europäischen Ländern weitaus weniger fortgeschritten als auf dem Elektrizitätsmarkt. Die einzige Ausnahme stellt Großbritannien dar, wo bereits in den 80er Jahren mit der Liberalisierung begonnen wurde und der Gasmarkt seit dem Jahr 1998 auch für Haushaltskunden de facto geöffnet ist.

In allen vorgestellten Ländern wird die Höhe der Netznutzungsentgelte im Stromnetz entfernungsunabhängig berechnet. Ein Vergleich internationaler Netznutzungsgebühren und Endverbraucherpreise ist jedoch nicht ohne Weiteres möglich. Dabei müssen zahlreiche landesspezifische Einflussfaktoren beachtet werden. So sind z. B. die niedrigen Strompreise in den skandinavischen Ländern nicht allein auf die wettbewerbsorientierte Form der Liberalisierung zurückzuführen. Aufgrund des hohen Anteils der Stromgewinnung aus Atom- bzw. Wasserkraftwerken mit geringen Erzeugungskosten verfügen die Länder traditionell über niedrige Strompreise. Deshalb wird im Rahmen dieser Untersuchung kein dezidiertes Vergleich dieser Größen vorgenommen.

4.2 Großbritannien (England und Wales)

Die geografische Besonderheit des britischen Strommarktes besteht in seiner isolierten Lage, da er von den restlichen Märkten auf dem europäischen Festland fast vollständig abgekoppelt ist.²⁹ Als einer der ersten Energiemärkte Europas wurde der englische und walisische Strommarkt infolge des Electricity Act aus dem Jahr 1989 liberalisiert.³⁰ Ein Jahr später wurde mit der Liberalisierung und Privatisierung des Strommarktes begonnen. Das damalige staatliche Central Electricity Generating Board wurde aufgespalten in drei Energieerzeuger (National Power, PowerGen und Nuclear Electric), eine Übertragungsnetzgesellschaft (National Grid Company), sowie in 12 regionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Regional Electricity Companies). Seit dem Jahr 1999 ist der Strommarkt für alle Verbraucher vollständig für den Wettbewerb geöffnet. Im Zuge dieser Entwicklung wurden die Bereiche Stromverteilung und Stromvertrieb bei den regionalen Versorgern rechtlich getrennt. Die Verteilungsnetze der regionalen Versorger firmieren seither als eigenständige distribution network operators (DNOs).

Der Gasmarkt ist bereits seit 1998 vollständig liberalisiert. Das Verteilernetz des Gasmarktes ist zu 100% im Besitz des privaten Netzbetreibers Transco. Das gesamte Transportnetz fungiert als *ein* virtueller nationaler Marktplatz, so dass eingespeistes Gas gehandelt und weiterverkauft werden kann, was zu einem stetig steigenden Umschlagsvolumen führte. Es werden auf der Übertragungsebene Netznutzungsentgelte erhoben, die je nach Ein- und Ausspeisepunkt unterschiedlich hoch sind (Entry- Exit Tarifierung). Der Vorteil dieser Tarifgestaltung besteht darin, dass nicht bereits im voraus ein bestimmter Leitungspfad für die Durchleitung gebucht werden muss, wie das am deutschen Gasmarkt der Fall ist.

Die Liberalisierung des Strommarktes wurde in England und Wales anfangs im Rahmen eines Poolmodells vollzogen, welches auf der Gründung einer unabhängigen Netzge-

²⁹ Die Kapazitäten der Kuppelstellen zum europäischen Festland sind sehr begrenzt, so dass der Großhandel nicht in nennenswertem Maße auf Importe zurückgreifen kann.

³⁰ Der schottische Energiemarkt wird bei dieser Betrachtung ausgeklammert, da dort die Liberalisierung noch nicht so weit fortgeschritten ist wie in England und Wales.

sellschaft beruht, die den Strom direkt von den Produzenten abnimmt. Der Electricity Pool stellte demnach das zentrale Element bei der Erzeugungsplanung dar. Alle Kraftwerke ab einer bestimmten Leistungsmenge mussten dieser zentralen Abnahmestelle ihre Erzeugungsmengen und -kosten für den nächsten Tag bekannt geben. Lediglich die kostengünstigsten Kraftwerke kamen dann zum Zug und erhielten einen Erzeugungspreis, der sich an den Kosten der letzten noch berücksichtigten Produktionseinheit orientierte. In diesem Modell wurde auch die Ausgleichsenergie durch den Pool bereitgestellt. Auf der Ebene des Endverbrauchers wurde der Strom durch die Regional Electricity Companies oder lizenzierte Händler weiterverkauft. Das Stromnetz steht allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung, die Netznutzungstarife werden dem Händler in Rechnung gestellt und dieser berechnet wiederum individuelle Endtarife.

Im Laufe der Jahre hatten sich systematische Nachteile des Electricity Pools herausgestellt, wie ein hohes Preisniveau und eine beträchtliche Volatilität der Preise. Aufgrund der Poolhandelspflicht war die über den Pool nachgefragte Strommenge verhältnismäßig zuverlässig prognostizierbar. Bei guter Kenntnis der Angebotsstrukturen konnte somit der marginale Anbieter, der für die Festsetzung des gesamten Marktpreises verantwortlich ist, relativ leicht identifiziert werden. So gelang es dominierenden Stromerzeugern (National Power und Power Gen) trotz ihres vergleichsweise geringen Marktanteils von jeweils etwa 20 %, die Preisfindung durch strategisches Verhalten zu beeinflussen. Die Strompreise bewegten sich damit weit oberhalb der variablen Erzeugungskosten.

Aus den genannten Gründen wurde dieses Marktmodell im Jahre 2000 im Rahmen des Utilities Act modifiziert. Mit der Reform³¹ des Poolkonzepts wurde zusätzlich die Möglichkeit geschaffen, bilaterale Kontrakte außerhalb des Pools in beiderseitigem Einvernehmen der Vertragspartner abzuschließen. Im Jahr 2001 wurde das Poolmodell durch das New Electricity Trading Arrangement (NETA) ersetzt, um den Großhandel mit Strom zu vereinfachen. Dadurch entstanden Märkte für den physikalischen und finanziellen Handel sowie für Ausgleichsenergie. Aufgrund des damit vorhandenen Ausfallrisikos innerhalb des neuen Systems benötigen Erzeuger nun ein adäquates Risikomanagementsystem und die Zulassung zum finanziellen Handel. Das NETA hat in den ersten Jahren zu einem stärkeren marktorientierten Wettbewerb geführt bei gleichzeitiger Stabilität der Elektrizitätsversorgung. Die höhere Konkurrenz auf dem Erzeugermarkt sowie eine größere Einflussmöglichkeit der Nachfrageseite auf den Preisbildungsprozess, führten zu niedrigeren Erzeugungskosten, was zu stark sinkenden

31 Die vorgenommenen Änderungen des Poolmodells betrafen im Kern folgende Punkte: An Stelle des Einheitspreissystems wurde ein bilaterales Auktionssystem eingeführt. Für die Nachfrager besteht nun die Möglichkeit eines direkten Börsenzugangs. Die Gebote der Marktteilnehmer waren nun ab sofort bindend. Die Vorlaufzeit der Gebote wurde auf vier Stunden reduziert (von vormals 24 Stunden) und der Handel mit langfristigen Finanzmarktinstrumenten wie Forwards und Futures wurde ermöglicht.

Großhandelspreisen beigetragen hat.³² Damit konnte auch in England ein Preiswettbewerb in Gang gesetzt werden, der zu einer deutlichen Senkung der Strompreise führte.

Für die Überwachung der Regulierungsziele ist seit 1999 die Regulierungsbehörde OFGEM³³ für den Strom- und Gassektor zuständig. Der von übrigen staatlichen Stellen unabhängige Regulator besitzt sehr umfangreiche Kompetenzen.³⁴ Das Hauptziel von OFGEM besteht darin, die Interessen der Verbraucher zu vertreten und für einen effektiven Wettbewerb am Energiemarkt zu sorgen. Dazu vergibt der Regulierer Lizenzen, die mit festen Bedingungen verknüpft sind, an Unternehmen, die im Elektrizitäts- oder Erdgasbereich (z.B. Netzbetreiber, Stromvertrieb, Energieerzeuger) tätig sind bzw. werden wollen. Darin wird z.B. geregelt, wie der Vertrieb von Dienstleistungen für Endkunden ausgestaltet sein muss oder die Verpflichtung, einen sicheren und zuverlässigen Service zu gewährleisten. OFGEM ist befugt, diese Lizenzverpflichtungen durchzusetzen und finanzielle Strafen zu verhängen für den Fall, dass Kunden einen Schaden erleiden. Der Regulierer ist zudem für die Festsetzung der Netzentgelte, die Entwicklung von Markt- und Netzzugangsregeln verantwortlich, übernimmt die Aufsicht über den Mess- und Abrechnungsmarkt, sowie die Verbraucherinformation. Bei der Bestimmung der Netznutzungsentgelte wird für das Verteilungsnetz eine Ex-ante-Regulierung nach dem Price-Cap-Ansatz³⁵ durchgeführt, die auf der fünfjährigen Festlegung von Erlösobergrenzen basiert.³⁶ Bei der Ermittlung der erlaubten Erlöse wird die Änderung der Kundenzahl sowie der abgesetzten Strommenge berücksichtigt.³⁷

Als Regulierungsperiode werden 5 Jahre gewählt. Ausgehend von den genehmigten Erlösen eines Basisjahres wird dabei die weitere Entwicklung an den allgemeinen Verbraucherpreisindex (RPI-Index) abzüglich eines Effizienzfaktors X gekoppelt, der den Unternehmen einen Anreiz zur Produktivitätssteigerung geben soll. Die Höhe des X-Faktors wird auf der Basis von ökonomischen Prognosen bestimmt. Den Netzbetreibern werden dazu angemessene Kosten für jedes Jahr der Regulierungsperiode vorgegeben.³⁸ Aus dem Verhältnis zwischen der prognostizierten Änderung des Output bzw. Umsatzes und der Kostenentwicklung wird dann der X-Faktor als geschätzter Produkti-

³² Vgl. OFGEM (2003), S. 10.

³³ The Office of Gas and Electricity Markets. Vormals war der Regulierer unter dem Namen OFFER (Office of Electricity Regulation) aktiv.

³⁴ Die Aufgaben und Zuständigkeiten von OFGEM sind im Gas Act, dem Electricity Act von 1989, dem Competition Act von 1998 sowie dem Utilities Act von 2000 vorgegeben.

³⁵ Im eigentlichen Sinne handelt es sich bei der Methodik um eine Regulierung der Gesamterlöse (Revenue Cap), die in der Literatur als Variante eines Price Cap subsummiert wird.

³⁶ In diesem Abschnitt wird exemplarisch die Regulierung der Verteilungsnetzbetreiber dargestellt, weil auf sie rund 75% des gesamten regulierten Umsatzes entfallen. Vgl. Burns/Riechmann (2000), S. 88. Das Stromübertragungsnetz wird ebenfalls, mit etwas abgewandelten Parametern, mittels eines Price Caps reguliert.

³⁷ Zunächst wurde in der Regulierungsperiode von 1995 bis 2000 lediglich die abgesetzte Strommenge berücksichtigt, bis später sowohl die Anzahl der Kunden als auch die Strommenge zu gleichen Teilen als Indikatoren angesetzt wurden. Diese Änderung wurde getroffen, um den Anreiz einer ineffizienten Ausweitung der Absatzmenge, der bei der Price Cap Regulierung besteht, einzudämmen.

³⁸ Eine weitere Bestimmungsmöglichkeit des X-Faktors liegt in der Orientierung an der bisherigen Performance eines Unternehmens bzgl. seiner Kostenstruktur und seiner Produktivität. Vgl. Knieps/Brunekreeft (2003), S. 61.

vitätsfortschritt ermittelt. Die Berechnung der Ausgangsbasis für die Kosten erfolgt anhand von historischen individuellen Kostendaten der jeweiligen Unternehmen. Die zu berücksichtigenden Gesamtkosten setzen sich aus Kapitalkosten (Capex) und Betriebskosten (Opex) zusammen. Für den Capex werden nach dem WACC-Modell³⁹ Eigenkapital- sowie Fremdkapitalkosten angesetzt. Dabei kommt für alle Unternehmen ein mittlerer WACC-Zinssatz von 6,5% (nach Steuern) zum Ansatz, unter Verwendung eines Wagniszuschlags in Höhe von 3,5%. Als Bezugsgröße für die zugrunde liegende Kapitalbasis (betriebsnotwendiges Kapital) wird der Ansatz des sogenannten regulatory asset base verwendet, der mit dem Anlagevermögen der deutschen Rechnungslegung vergleichbar ist.

Die Veränderung der Erlösbergrenze hängt von einer allgemeinen sowie von einer individuellen Produktivitätsvorgabe ab. Die generelle Komponente sieht für alle Netzbetreiber eine jährliche Produktivitätssteigerung in Höhe von 3% vor. Die individuellen Produktivitätsvorgaben wurden erstmals im Jahr 1999 durch ein Benchmarkingverfahren ermittelt, das auf statistischen Regressionsanalysen basierte.⁴⁰ Das Benchmarking wird dabei ausschließlich auf die Betriebskosten (Opex) angewendet. Die Höhe der Vorgaben richtet sich hier nach der jeweiligen Position im Effizienzvergleich der Netzbetreiber. Die individuelle Vorgabe ist umso strenger, je schlechter ein Unternehmen im Benchmarking abschneidet. Die Verwendung lediglich *einer* Methodik zur Schätzung der Effizienz der einzelnen Unternehmen führte zu erheblichen Ungenauigkeiten und Fehleinschätzungen der tatsächlichen Lage.⁴¹ Mit Beginn der neuen Regulierungsperiode (2002-2007) wurde deshalb die Berechnungsmethodik des Benchmarking angepasst. Auf Basis der DEA (Data Envelopment Analysis) wird nun ein Unternehmensvergleich anhand struktureller Unterschiede vorgenommen. Als Inputgröße werden die Betriebskosten (Opex) des Netzbetreibers angesetzt, als Outputvariablen die Anzahl der Kunden, die Energiemenge und die Länge des Stromnetzes. Die DEA-Methodik wurde zu Kontrollzwecken mit einer modifizierten OLS-Schätzmethode kombiniert. Die Werte für den Capex fließen somit nicht in das Benchmarking ein. Die getrennte Behandlung von Capex und Opex wird von vielen Autoren kritisiert, da hierdurch strategisches Verhalten (z. B. Einordnen möglichst vieler Kostenbestandteile als Kapitalkosten) induziert wird, was eine effiziente anreizorientierte Regulierung erschwert.⁴²

Um die Gefahr einer sinkenden Versorgungsqualität im Umfeld der Price Cap Regulierung zu begegnen, hat die Regulierungsbehörde zunächst ein separates Anreizsystem

³⁹ Mit dem Modell des WACC (Weighted Average Cost of Capital) wird ein entscheidungsorientierter Ansatz zur Bestimmung der Zinskosten in die Regulierungspraxis eingeführt. Dieser Ansatz berechnet die Zinskosten des eingesetzten Kapitals anhand des gewichteten Durchschnitts der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Vgl. z. B. Knieps (2002), S. 13.

⁴⁰ Vgl. Cambridge Economic Policy Associates (2003), S. 6.

⁴¹ So hatte ein als 100% effizient geltender Netzbetreiber wesentlich stärkere Kostensenkungen durchführen können, als von dem Regulierungsmodell vorgegeben war.

⁴² Vgl. Z.B. Burns/ Riechmann (2000), S. 91.

zur Steigerung der Versorgungsqualität installiert.⁴³ Dabei werden zwei unterschiedliche Arten von Qualitätskriterien unterschieden: Die guaranteed standards of service (Zusicherung bestimmter Qualitätsziele für jeden einzelnen Endkunden) und die overall standards of service (Veröffentlichung von allgemeinen Qualitätskriterien, die nicht individuell zurechenbar sind). Im ersten Fall müssen bei Nichteinhaltung der Minimumstandards direkte Zahlungen an die betreffenden Kunden geleistet werden, im zweiten Fall hingegen soll lediglich der öffentliche Vergleich der Unternehmensergebnisse Anreize zur Qualitätssteigerung geben. In der aktuellen Regulierungsperiode verfolgt OFGEM zusätzlich das Ziel, Anreize zur Steigerung der Versorgungsqualität innerhalb des Price-Cap Systems zu implementieren.⁴⁴ Dieses Verfahren berücksichtigt im Gegensatz zu der bisher durchgeführten separaten Regulierung der Versorgungsqualität den bestehenden Trade off zwischen Versorgungsqualität und den Netzkosten.⁴⁵ Die Höchstgrenzen für die erlaubten Erlöse werden an die Versorgungsqualität gekoppelt. Dies geschieht dergestalt, dass die DNOs belohnt bzw. bestraft werden, wenn sie die vorgegebene Versorgungsqualität (gemessen an der Anzahl sowie der Dauer von Stromausfällen) über- bzw. unterschreiten. Die Strafzahlung ist allerdings auf eine Obergrenze von 1,75% der erlaubten Erlöse p.a. beschränkt. Im positiven Fall wird der erlaubte Erlös um maximal 2% p.a. erhöht. Der realisierte Prozentsatz innerhalb dieser Grenze orientiert sich dabei an der relativen Verbesserung der Versorgungsqualität zum vorherigen Wert.

Im Laufe der letzten zwölf Jahre hat der britische Regulierungsansatz zu einer erheblichen Produktivitätssteigerung sowie zu einer nominalen Senkung der Netztarife um 15% geführt. Dadurch, dass die Kosten schneller reduziert werden konnten als die Netztarife, kam es zwischenzeitlich zu einem starken Anstieg der Unternehmensgewinne in diesem Bereich, wobei die Versorgungssicherheit sich nicht verschlechtert hat.⁴⁶

4.3 Norwegen

Norwegen gilt als Pionier bei der Energiemarktliberalisierung unter den skandinavischen Ländern. Es hat als eines der ersten Länder der Welt seinen Strommarkt geöffnet und kann bereits auf über zehn Jahre Erfahrung mit der Energiemarktliberalisierung zurückblicken. Die Liberalisierung des Strommarktes in Norwegen erfolgte schrittweise und begann mit dem Energiegesetz aus dem Jahre 1991, welches die rechtliche Basis für eine Regulierung des norwegischen Strommarktes bildet. Es enthält Bestimmungen zum Bau und Betrieb von elektrischen Installationen und Heizsystemen, zum Stromhandel, zur Kontrolle der monopolistischen Aktivitäten (u.a. Netzbetrieb), zum grenz-

⁴³ Unter Versorgungsqualität wird nicht nur die unterbrechungsfrei Lieferung von Strom gefasst sondern ebenso andere Bereiche wie z.B. die Pünktlichkeit des Kundendienstes.

⁴⁴ Diese Neuausrichtung erfolgte im Rahmen des Information and Incentives Project (IIP), das mit der aktuellen Regulierungsperiode seit dem Jahr 2002 eingesetzt wird.

⁴⁵ Vgl. OFGEM (2001).

⁴⁶ Vgl. Riechmann (2003), S. 21.

überschreitenden Handel und zur Notfallplanung bezüglich der Energieversorgung. Die Liberalisierung ging nicht mit einer strengen vertikalen Desintegration der Unternehmen einher. Das Energiegesetz sieht lediglich ein buchhalterisches Unbundling für den Versorgungs- und Übertragungssektor vor. Es fand keine umfassende Privatisierung der mehrheitlich öffentlichen Unternehmen statt. Zahlreiche Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Norwegen befinden sich nach wie vor in staatlicher bzw. kommunaler Hand. Faktisch war der freie Marktzugang für alle Endabnehmer allerdings erst seit dem Jahr 1995 möglich.⁴⁷ Der norwegische Gasmarkt ist bislang noch nicht für den Wettbewerb geöffnet.

Insgesamt sind ca. 340 Unternehmen in der Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie im Handel und Verkauf von Strom aktiv. Die Stromproduktion basiert in Norwegen praktisch ausschließlich auf Wasserkraft. Größter Stromproduzent Norwegens ist die staatseigene Statkraft mit einem Anteil von ca. 30% an der gesamten Erzeugungskapazität. Rund 200 Unternehmen betreiben ein Stromnetz, darunter sehr viele regionale und lokale Netzbetreiber.⁴⁸ Insgesamt werden in Norwegen üblicherweise drei Netzebenen unterschieden. Der Betrieb des Übertragungsnetzes (Höchstspannung ab 132 kV) erfolgt durch die staatliche Netzgesellschaft Statnett SF, die den größten Teil des Höchstspannungsnetzes besitzt und die übrigen Netzanteile von ca. 40 weiteren Unternehmen (regionale Netzbetreiber und Erzeuger) geleast hat. Statnett SF ist verantwortlich für die Preissetzung, den Systembetrieb und die Entwicklung des Netzes. Die regionale Netze (Hochspannung, zwischen 22 kV und 132 kV) werden von 40 bis 50 Versorgungsunternehmen betrieben. Die regionalen Netzbetreiber sind zum großen Teil vertikal integriert (Erzeugung, Verkauf und lokale Verteilung). Rund 200 Netzbetreiber, die meist den Gemeinden gehören, übernehmen die Stromversorgung auf lokaler Ebene (Nieder- und Mittelspannung bis 22 kV). Im Durchschnitt versorgt jedes dieser Verteilerunternehmen 5.000 Endkunden.

Als zentrale Regulierungsbehörde ist die NVE (Norges Vassdrags-og Energidirektorat; Norwegisches Zentralamt für Wasser und Energie) für sämtliche Wasser- und Energieressourcen zuständig.⁴⁹ Die NVE erlässt detaillierte Regulierungsvorgaben und ist für die Überwachung und Regulierung des Netzbereiches zuständig. Sie erteilt die Konzessionen für die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, welche einer ausführlichen Informationspflicht und einer jährlichen Abgabepflicht von Bilanzen und von Kosten- und Erlösdaten unterliegen. Die NVE ist eine dem Ministerium für Erdöl und Energie nachgeordnete Dienststelle. Das Ministerium ist die Rekursinstanz für Klagen gegen Erlasse der NVE, d.h. Entscheidungen der NVE können beim Ministerium angefochten werden. Der Verkauf von Strom und die Stromerzeugung sind in Norwegen vollkommen dereguliert. Sie unterliegen der allgemeinen sektorunspezifischen Missbrauchsaufsicht durch die norwegische Wettbewerbsbehörde. Letztere kontrolliert insbesondere den

⁴⁷ Vgl. Jonassen 1998, S. 3.

⁴⁸ Vgl. Wild/Vaterlaus 2002, S. 7 – 9.

⁴⁹ Die Regulierung des Energiesektors wurde auf die bereits bestehende wasserwirtschaftliche Behörde übertragen.

Wettbewerb im Stromhandel und überwacht die Strompreise im Endverbraucherbereich, die von den lokalen Stromversorgern festgelegt werden.⁵⁰

Die Netzzugangsentgelte unterliegen in Norwegen einer Ex-ante-Regulierung. Diese entwickelte sich in mehreren Phasen. In den ersten Jahren von 1992 bis 1996 erfolgte die Regulierung der Netzbetreiber kostenorientiert. Ansatz der Cost-Plus-Regulierung war ein Rate-of-Return-Ansatz, bei dem alle Kosten (relevante Betriebs- und Kapitalkosten plus einer vorgegebenen Rendite) für die Durchleitung von Elektrizität abgedeckt wurden. Die Höhe der Rendite basierte auf der durchschnittlichen Verzinsung einer Staatsanleihe mit mittlerer Laufzeit zuzüglich einer Risikoprämie von 1%. Um gleiche Startbedingungen für alle Netzbetreiber sicher zu stellen, wurde den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Neubewertung des eingesetzten Kapitals zu Beginn der Regulierungsphase erlaubt. Das Hauptziel der Regulierung lag in dieser Phase in der Verhinderung von Monopolrenten und der Schaffung einer zuverlässigen Datenbasis für die Regulierungsaufsicht hinsichtlich der finanziellen und technischen Situation der verschiedenen Netzbetreiber.⁵¹

Mit der zweiten Regulierungsperiode (1997 bis 2001) wurde eine anreizorientierte Regulierung eingeführt. Der Wechsel des Regulierungsregimes war eine Reaktion auf die erhofften, aber ausbleibenden Effizienzverbesserungen bei den Netzbetreibern. Zwar konnten im Laufe der ersten Phase erhebliche Kostensenkungspotentiale identifiziert werden. Diese wurden von den Versorgungsunternehmen jedoch nicht genutzt. Daher wird für jeden Netzbetreiber seither eine Erlösobergrenze bzw. ein Erlöspfad festgesetzt (Revenue-Cap-Regulierung). Reguliert werden keine einzelnen Preise, sondern die Erlöse, d.h. die Summe der mit den relevanten Absatzmengen gewichteten Preise. Die Netzbetreiber müssen die Preise so setzen, dass die individuelle Erlösobergrenze eingehalten wird. Überhöhte Erlöse müssen im Folgejahr an die Endverbraucher zurückgegeben werden. Neben der Festlegung der individuellen Erlösobergrenzen unterliegen die Netzpreise keinen weiteren Regulierungseinflüssen. Die Netzbetreiber besitzen große Freiheiten hinsichtlich der Gestaltung ihrer Preisstruktur. Sie müssen lediglich die allgemeinen Prinzipien der Nicht-Diskriminierung einhalten. Sollte es hier zu Streitfällen kommen, ist es Aufgabe der NVE, zwischen den beteiligten Parteien zu vermitteln und den Streit zu schlichten.

Der gesetzte Erlöspfad besitzt jeweils für fünf Jahre Gültigkeit. Die Festlegung des Ausgangsniveaus beim ‚Regulatory Review‘ erfolgt kostenbasiert, d.h. die Erlösobergrenze beruht im ersten Jahr jeder Regulierungsperiode auf den historischen Kostendaten der jeweiligen Unternehmen. Zur Berechnung werden die durchschnittlichen Betriebskosten mehrerer zurückliegender Jahre sowie die Abschreibungen eines zurück-

⁵⁰ Vgl. Menges/Barzantny 1997, S. 48; Kumkar 1998, S. 52 – 55.

⁵¹ Vgl. Wild/Vaterlaus 2002, S. 9 – 12.

liegenden Jahres herangezogen.⁵² Diese Form der Ermittlung berücksichtigt die individuelle Situation jedes Netzbetreibers. Allerdings ergeben sich daraus Vorteile für Unternehmen mit relativ hohen Kosten, da nicht differenziert wird, ob diese durch Ineffizienz des Netzbetreibers oder durch ungünstige Umfeldbedingungen verursacht worden sind. Die anrechenbaren Kosten umfassen dabei die Betriebskosten, die kalkulatorischen Kapitalkosten, die Kosten zur Deckung der Netzverluste (Übertragungsverluste), die Kosten für Systemdienstleistungen und die Vermögenssteuer. Die kalkulatorischen Zinskosten werden durch die Verzinsung der Anlagen auf Basis des Anschaffungszeitwerts ermittelt. Der zugrunde gelegte nominale Zinssatz setzt sich aus einem risikolosen Teil (durchschnittliche Rendite einer mittelfristigen Staatsanleihe) und einer Risikoprämie in Höhe von 2 Prozentpunkten zusammen. Die Berechnung der zulässigen Kapitalverzinsung erfolgt unabhängig von den effektiven Zinskosten oder vom Finanzierungsverhältnis. Veränderungen des Zinssatzes der als Basis dienenden mittelfristigen Bond-Renditen werden jährlich über einen Korrekturfaktor in der Erlöskontrollformel berücksichtigt. Kalkulatorischen Abschreibungen werden auf der Basis des Anschaffungszeitwerts durch lineare Abschreibung über vorgegebene, kategorie-spezifische Zeitspannen ermittelt.⁵³

Während der jeweils fünfjährigen Regulierungsperiode werden Effizianzanreize durch die Entkopplung der zulässigen Erlöse von den realisierten Kosten gesetzt. Der Erlöspfad wird unabhängig von den tatsächlich realisierten Kosten bestimmt durch die erwartete Inflation im folgenden Jahr (gemessen an der Veränderung des Konsumentenpreisindex) und die erwartete (dauerhafte) Veränderung der Nachfrage.⁵⁴ Die Veränderungsrate der Erlösobergrenze hängt darüber hinaus von einer generellen sowie einer individuellen Produktivitätsvorgabe ab. Die generelle Vorgabe sieht für alle lokalen Netzbetreiber eine jährliche Produktivitätssteigerung in Höhe von 1,5% und für alle regionalen Netzbetreiber in Höhe von 0,5% vor. Die individuellen Produktivitätsvorgaben stützen sich auf ein Benchmarking, zu welchem die gleichen Datenzeiträume wie für die Festlegung der Erlösobergrenzen beim „Regulatory Review“ verwendet wurden. Die Höhe der Vorgaben richtet sich nach dem jeweiligen Abschneiden im Effizienzvergleich der Netzbetreiber. Die individuell gestellte Anforderung ist umso strenger, je schlechter eine Unternehmung im Leistungsvergleich abschneidet.⁵⁵ Dazu werden zunächst die Netzbetreiber ermittelt, die ihre Ressourcen am effizientesten verwenden („best practice“). Zur Ableitung der relativen Effizienz im nächsten Schritt werden die

52 Für die ersten Jahre anreizorientierter Regulierung (1997 bis 2001) waren dies die Geschäftsdaten von 1994 und 1995 sowie die Abschreibungsdaten aus dem Jahr 1995. Für die aktuelle Regulierungsphase (2002 bis 2006) stützte sich die NVE auf die durchschnittlichen Kosten der Jahre 1996 bis 1999 und die Abschreibungen des Jahres 1999. Dadurch dass kein Jahr ausgelassen wird, soll verhindert werden, dass die Netzbetreiber ihre Kosten aus strategischen Gründen zwischen den Jahren verschieben. Vgl. Wild/Vaterlaus (2002, S. 31).

53 Vgl. Wild/Vaterlaus 2002, S. 25 – 29.

54 Eine Zunahme der Erlösobergrenze bei zunehmender Nachfrage berücksichtigt langfristig steigende Netzkosten, wenn die Nachfrage nach Netzdienstleistungen während der Regulierungsperiode steigt, etwa durch höheren Energietransport oder den Anschluss zusätzlicher Kunden.

55 Für die aktuelle Regulierungsphase schwankt sie zwischen 0% und 5,2%. Vgl. Wild/Vaterlaus (2002), S. 11f.

Ergebnisse jedes Netzbetreibers mit den effizientesten Unternehmen verglichen. Auf der Basis dieses Vergleichs werden schließlich die Produktivitätsvorgaben so festgesetzt, dass die gemessene relative Ineffizienz des jeweils betroffenen Unternehmens innerhalb der fünfjährigen Regulierungsperiode um ein Drittel reduziert wird. Die individuellen Vorgaben bleiben dabei während der gesamten Regulierungsperiode konstant.

Das Benchmarking beruht auf der Anwendung der Data Envelopment Analysis (DEA). Für die Effizienzermittlung der lokalen Verteilnetzbetreiber werden folgende Inputvariablen verwendet: Anzahl Arbeitsstunden pro Jahr, Netzverluste, Kapitalstock, Material und Fremdleistungen. Die Outputvariablen sind: Anzahl der Kunden, gelieferte Energie, Länge der Hochspannungskabel, Länge der Unterwasserkabel, Länge der Niederspannungskabel. Bei den Regionalnetzbetreibern werden die gleichen Inputvariablen verwendet. Zur Beschreibung des Outputs gehen folgende Variablen ein: Spitzenlast, Länge des Netzes sowie der Stromaustausch mit anderen Netzen und Einrichtungen, die zum Übertragungsnetz gehören.⁵⁶

Das norwegische Regulierungsmodell weist die Grundzüge eines Sliding-Scale-Ansatzes auf. Die während der Regulierungsperiode tatsächlich resultierende Kapitalrendite der Netzbetreiber darf im Durchschnitt der Regulierungsperiode nicht unter 2% bzw. über 20% liegen. Bei Unter- bzw. Überschreitung dieser Schranken werden die Erlösobergrenzen entsprechend angepasst. Bei unerwartet starken Kostensteigerungen werden dadurch Preissteigerungen über den ursprünglich eingeräumten Spielraum hinaus möglich. Auf der anderen Seite müssen die Netzbetreiber bei sehr hohen Kostensenkungen (gemessen an den Erwartungen der Regulierungsbehörde NVE) einen Teil der Gewinne über Preissenkungen an die Kunden weiterreichen.

Die anreizorientierte Regulierungsansatz ist in der aktuellen Regulierungsphase (2002 bis 2006) um einen weiteren Mechanismus ergänzt worden, der die Obergrenzen für die Erlöse vom Niveau der Versorgungsqualität abhängig macht.⁵⁷ Versorgungsqualität ist dabei in Norwegen definiert als unterbrechungsfreie Stromversorgung. Jeder Netzbetreiber erhält ein individuelles Qualitätsziel, welches auf Basis der individuellen historischen Unterbrechungshäufigkeit und einem Vergleich mit ähnlichen Netzbetreibern festgelegt wird.⁵⁸ Die jeweilige Qualitätsvorgabe ist in die Revenue Cap Formel eingebunden, so dass die Erlösobergrenzen vom Niveau der Versorgungsqualität abhängig sind. Je seltener Stromunterbrechungen im Netz auftreten, um so höher wird die Erlösobergrenze für das Folgejahr festgesetzt. Bei Unterschreitung des Qualitätsziels vermindert sich die Erlösobergrenze für das betreffende Unternehmen (et vice versa).

Seit dem Beginn der norwegischen Regulierung im Jahre 1993 sind die Netztarife für Haushaltskunden pro Jahr real um ca. 2,3% gesunken. In den ersten Jahren der An-

⁵⁶ Vgl. Ajodhia/ Petrov/Scasi 2003, S. 267 – 269.

⁵⁷ Vgl. Langset/Trengereid/Samdal/ Heggset 2001.

⁵⁸ Zugrunde gelegt werden dabei nur Stromunterbrechungen, die länger als drei Minuten dauern. Gemessen werden die infolge von Stromunterbrechungen nicht gelieferten kWh.

reizorientierung konnte gleichzeitig bei den Netzbetreibern ein durchschnittlicher Produktivitätsfortschritt von rund 2,5% pro Jahr erzielt werden. Die Versorgungsqualität hat in diesen Jahren in der Tendenz leicht zugenommen. Als Folge von Fusionen und Übernahmen hat sich die Zahl der Unternehmen, die im Netzbetrieb aktiv sind, zwischen 1998 und 2001 um 14% verringert. Stromerzeugung und Stromverkauf zeichnen sich durch gut funktionierenden Wettbewerb aus. Die Zahl der Unternehmen im Handel und Verkauf stieg in der Zeit zwischen 1998 und 2001 um 75%.⁵⁹

4.4 Finnland

Finnland hat im Jahr 1995 mit der Liberalisierung begonnen und folgte somit zeitlich dem Nachbarn Norwegen bei der Marktöffnung des Elektrizitätsmarktes. Rechtliche Grundlage des Deregulierungsprozesses ist das 1995 in Kraft getretene Elektrizitätsmarktgesetz. Die vollständige Marktöffnung mit einem freien Marktzugang für alle Endabnehmer ist seit 1997 gewährleistet. Der finnische Gasmarkt ist parallel zu dem norwegischen bislang noch nicht geöffnet.

Ähnlich wie Norwegen und Schweden hat Finnland im Vergleich zu Deutschland einen sehr hohen Energiebedarf pro Kopf. Die Ursachen liegen in der energie- und vor allem stromintensiven Industriestruktur (Papier- und Zellulose-, Metall- und Chemie-Industrie), dem kalten Klima und den großen Entfernungen des dünn besiedelten Landes begründet. Die Struktur der Energieversorgung ist hingegen wie in Deutschland breit gestreut. So trägt etwa die Wasserkraft lediglich 16% zur Stromversorgung bei. In Finnland sind - im Vergleich zu anderen skandinavischen Ländern - relativ viele und zudem private Netzbetreiber vorhanden. Es besteht zwar eine wesentlich geringere Bevölkerungsdichte als in Deutschland, aber die Tatsache, dass die stromintensive Industrie jeweils in der Nähe der Stromproduktion angesiedelt ist, weist ebenfalls Ähnlichkeiten zu Deutschland auf.⁶⁰

Das finnische Stromnetz lässt sich in die Bereiche nationales Stromnetz (110 kV bis 400 kV), regionale Netze (6 kV bis 70 kV) sowie lokale Netze untergliedern. Die nationale Netzstruktur ist im Besitz eines eigenständigen Unternehmens, der Fingrid AG, an dem der Staat auch Anteile hält. Es trägt die Verantwortung für den Systembetrieb. Neben dem Übertragungsnetzbetreiber gibt es in Finnland etwa 100 lokale und 10 regionale Verteilungsunternehmen. Die Netzbetreiber müssen für die Bereiche Netzbetrieb, Vertrieb und Erzeugung eine getrennte Buchführung durchführen.

Für die Regulierungsaufgaben sind insgesamt drei Institutionen zuständig.⁶¹ Der sektorspezifischen Regulierungsbehörde Energiamarkkinavirasto (EMV) obliegt die Aufsicht und die Kontrolle über den Netzbereich. Sie erteilt die Lizenzen für die Netzaktivi-

⁵⁹ Vgl. Wild/Vaterlaus 2002, S. 13 – 18.

⁶⁰ Vgl. Perner/Riechmann 1999, S. 210.

⁶¹ Vgl. Menges 1999, S. 245.

täten und fungiert als Schlichtungsstelle bei Konflikten zwischen den Marktteilnehmern. Sie überwacht die vorgegebenen Preissetzungsprinzipien sowie die Informationspflichten der Energieversorgungsunternehmen und nimmt zudem eine Beratungsfunktion für die anderen beteiligten Behörden, Unternehmen und Konsumenten wahr. Die EMV untersteht dem Ministerium für Handel und Industrie. Das Ministerium für Handel und Industrie ist für die Weiterentwicklung der Gesetzgebung verantwortlich und genehmigt den Bau neuer Hochspannungsleitungen. Die finnische Wettbewerbsbehörde übernimmt im Nicht-Netzbereich die Missbrauchsaufsicht.

Das finnische Regulierungsmodell basiert auf einem kostenorientierten Ex-post-Ansatz. Anders als etwa in England/Wales, Norwegen oder Österreich werden die Netzzugangsentgelte nicht ex-ante von der Regulierungsbehörde vorgegeben. Die EMV führt lediglich eine fallweise Ex-post-Kontrolle durch. Ausgelöst werden kann diese zum einen durch Beschwerden, zum anderen kann die Regulierungsbehörde im Falle eines Missbrauchsverdachts aber auch eigeninitiativ tätig werden. Die möglicherweise resultierenden Preisentscheidungen beziehen sich immer nur individuell auf das untersuchte Unternehmen.⁶²

Bei der Kontrolle der Netzzugangsentgelte findet ein Rate-of-Return-Ansatz Anwendung, bei dem alle Kosten (relevante Betriebs- und Kapitalkosten inklusive einer vorgegebenen Rendite) für die Durchleitung von Elektrizität abgedeckt werden. Eine angemessene Gesamtkapitalrendite wird dabei mit Hilfe des WACC-Modells ermittelt. Die Gewichtung erfolgt entsprechend den Anteilen der Eigen- und Fremdfinanzierung. Für die zulässige Eigenkapitalrendite wird der Zinssatz 5-jähriger Staatsanleihen zuzüglich einer Risikoprämie von 1,5 Prozentpunkten angesetzt. Die Fremdkapitalrendite bestimmt sich durch den aktuellen durchschnittlichen Kreditzins der Gesamtverschuldung der finnischen Unternehmen.⁶³

Die kostenorientierte Regulierungsmethode wird um ein Benchmarking ergänzt, um für die Unternehmen einen Anreiz zur Effizienzverbesserung und Kostenreduzierung zu schaffen. Mit Hilfe der DEA (Data Envelopment Analysis) wird ein Unternehmensvergleich anhand struktureller Unterschiede vorgenommen, bei dem die Versorgungsqualität berücksichtigt wird. Als Inputfaktoren zählen die Betriebskosten des Unternehmens (soweit von diesem kontrollierbar), als Outputvariable dienen die mit den durchschnittlichen nationalen Netztarifen gewichtete Strommenge, die Kundenzahl, der gleitende Durchschnitt der Gesamtunterbrechungszeit bei den Endkunden (als Qualitätsindikator) sowie die geographische Verteilung der Kunden (geschätzt mit der Summe der Leitungslängen auf verschiedene Spannungsstufen).⁶⁴ Die Beurteilung der Netztarife erfolgt durch Multiplikation der individuellen historischen Kosten mit einer individuell abgeleiteten Effizienz Zahl. Sollten bei der Überprüfung überhöhte Entgelte festgestellt werden, kann die EMV verlangen, dass die Preise gesenkt werden. Netztarife gelten als

⁶² Vgl. Borszcz 2003, S. 59 – 61.

⁶³ Vgl. Kinnunen 2003, S. 70 – 72.

⁶⁴ Vgl. Haupt/Kinnunen/Pfaffenberger 2002, S. 68 – 70.

unangemessen hoch, wenn die relative Effizienz des betroffenen Netzbetreibers im Vergleich zu Best-practice-Unternehmen geringer als 90% ausfällt.⁶⁵ Das finnische Regulierungsdesign weist somit Elemente eines Yardstick-Wettbewerbs auf. Durch einen Effizienzvergleich der Netzbetreiber untereinander werden Anreize zu Produktivitätssteigerungen und Kostensenkungen geschaffen.

Die Netznutzungsentgelte in Finnland sind mit der zweiten Liberalisierungsstufe im Jahre 1997 zunächst deutlich gesunken. Anfang 1999 ließ sich dagegen eine leichte steigende Tendenz ausmachen, die bis zur Entscheidung des obersten Verwaltungsgerichtes, das den Einklang der Preissetzungskriterien der EMV mit dem Elektrizitätsmarktgesetz bestätigte, andauerte. Daraufhin mussten mehrere Netzanbieter ihre Nutzungsentgelte senken. Es ist anzunehmen, dass nach Kenntnisnahme dieser Entscheidung die übrigen Netzbetreiber ihre Preissetzung nach unten angepasst haben. Insgesamt sind dadurch die Netznutzungsentgelte zwischen 1997 und Ende 2001 für Haushaltskunden um 8,1% und bei der Großindustrie um 2,0% gesunken.⁶⁶ Im Jahr 2002 stiegen die Preise für Haushalte leicht an. Insbesondere durch eine Erhöhung der Energiesteuer erhöhten sich die Netzentgelte für private Abnehmer 2003 durchschnittlich um 5% bis 6%.⁶⁷

Die EU Richtlinie erfordert, wie in Deutschland, auch in Finnland die Anpassung an ein Ex-ante-Regulierungsdesign. Eine vom Ministerium für Handel und Industrie eingesetzte Arbeitsgruppe hat hierzu einen Vorschlag erarbeitet.⁶⁸ Dieser sieht ein Regulierungsdesign vor, welches nach wie in hohem Maße Ex-post-Elemente aufweist. Danach gibt die EMV als Regulierungsbehörde ab 2005 zunächst für drei Jahre, später für jeweils fünf Jahre, die anzuwendende Methode für die Berechnung der Netzzugangsentgelte vor (z.B. Rate-of-Return-Ansatz). Diese Vorgabe schließt z.B. die für angemessen gehaltene Kapitalverzinsung, Kalkulationskriterien, die einzuhaltende Abschreibungsmethodik sowie unternehmensspezifische Produktivitätsziele mit ein. Die EMV soll, gemäß dem Vorschlag der Arbeitsgruppe, die Einhaltung der Preissetzungskriterien ex-post überprüfen. Dieses Monitoring umfasst alle Netzbetreiber. Anders als es das bisherige Regulierungsregime vorsieht, wird die Regulierungsbehörde zukünftig generell bei jedem Unternehmen aktiv und nicht lediglich aufgrund von Beschwerden oder einem Missbrauchsverdacht gegen ein einzelnes Unternehmen. Die Angemessenheit der Preise und realisierten Renditen der Netzbetreiber wird dabei jährlich evaluiert. Die jährlichen Untersuchungsergebnisse erfüllen jedoch nur einen Informations- und Orientierungszweck für die Regulierungsbehörde und die Netzbetreiber. Regulatorische Eingriffe sind dagegen nur nach Ende der jeweiligen Kontrollperiode (also nach 3 bzw. 5 Jahren) vorgesehen. Werden die durchschnittlichen Netzzugangsentgelte wäh-

⁶⁵ Eine individuelle Effizienzrate von 70% kann die EMV dazu veranlassen, den Netzbetreiber aufzufordern, die Inputkosten bei der vorgegebenen Fehlertoleranz von 10% um mindestens 20% zu senken. Das 90%-Kriterium ist aber nicht in jedem Fall verbindlich für einen Eingriff der EMV. Vgl. Kinnunen (2003, S. 70f.).

⁶⁶ Vgl. Haupt/Kinnunen/Pfaffenberger 2002, S. 71f.

⁶⁷ Vgl. Energiamarkkinavirasto 2004, S. 35f.

⁶⁸ Vgl. Energiamarkkinavirasto 2004, S. 30 – 35.

rend dieser Zeit als unangemessen hoch eingeschätzt, wird das betroffene Unternehmen zur Preissenkung verpflichtet. Gleichzeitig sieht der Vorschlag der Arbeitsgruppe vor, dass akkumulierte Übergewinne aus der überhöhten Preissetzung in der folgenden Kontrollperiode in Form niedrigerer Tarife an die Kunden zurückerstattet werden müssen.

4.5 Spanien

Bis Mitte der 90er Jahre zeichnete sich die spanische Elektrizitätswirtschaft durch eine zentral geplante, öffentlich dominierte Struktur aus. Die spanische Energiepolitik war in dieser Zeit in erster Linie industriepolitisch motiviert. Ziel war neben der Gewährleistung der landesweiten Stromversorgung vor allem die Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der spanischen Energieversorger. Die spanischen Energiemärkte sind daher relativ hoch konzentriert.⁶⁹ Um in diesem Umfeld für eine Intensivierung des Wettbewerbs zu sorgen, trat im November 1997 das Elektrizitätsgesetz (Ley 54/97 del Sector Electrico) in Kraft. Es bildet die rechtliche Grundlage der Liberalisierung der spanischen Elektrizitätswirtschaft.⁷⁰ War zunächst nur die Erzeugung von Elektrizität vollständig liberalisiert, wurde mit dem 1. Januar 2003 auch der Endverbrauchermarkt zu 100% geöffnet. Im Gegensatz zu den anderen, im Rahmen dieses Papiers betrachteten Ländern werden die Endkundenpreise in Spanien weiterhin reguliert. Es werden landesweit einheitliche Höchsttarife für die unterschiedlichen Stromleistungen vorgegeben. Zwar variieren die Tarife nach Leistungs- und Spannungsstufen bzw. nach Zeiten unterschiedlich starker Nachfrage, es erfolgt jedoch landesweit keine Differenzierung nach dem Ort.

Das Elektrizitätsgesetz sieht eine eigentumsmäßige Entflechtung (Ownership Unbundling) des Übertragungsnetzbetreibers vor, d.h. anders als z.B. in Deutschland gibt es in Spanien kein vollständig integriertes Stromversorgungsunternehmen. Das spanische Übertragungsnetz (400 kV und 220 kV) wird allein von der Red Electrica de Espana (REE) betrieben. REE fungiert als Systemoperator und ist verantwortlich für die Sicherheit und die Zuverlässigkeit des Systems. Große Teile des Übertragungsnetzes sind auch im Eigentum dieses privatwirtschaftlichen Unternehmens. Die staatliche Gesellschaft für Industriebeteiligungen hat einen Anteil von 25% an REE. Mögliche Kapitalbeteiligungen von anderen Elektrizitätsunternehmen sind gesetzlich beschränkt. Die Summe der Beteiligungen von Elektrizitätsunternehmen darf in der Summe 40% nicht überschreiten. Ein einzelnes Unternehmen darf nicht mehr als 10% der Anteile an der zentralen Netzgesellschaft halten.

⁶⁹ Vgl. Arocena 2001, S. 3 – 6.

⁷⁰ Vgl. OECD 2000, S. 57 – 66.

Auf der Verteilnetzebene agieren in Spanien insgesamt 299 Unternehmen.⁷¹ Ebenso wie im Bereich der Erzeugung zeichnet sich die Marktstruktur der Verteilnetze allerdings durch eine starke horizontale Konzentration aus. Die vier größten Verteilnetzbetreiber (Endesa Gruppe, Iberdrola, Union Fenosa und Hidro Cantabrico), die alle auch als Erzeugerunternehmen agieren, verteilen 97% des Stroms. Allein der Marktanteil von Endesa und Iberdrola liegt zusammen bei etwa 80%.⁷² Die großen Versorgungsunternehmen müssen seit 1997 ihre Erzeugungs- und Verteileraktivitäten separat ausweisen (buchhalterisches Unbundling). Bis spätestens zum 31.12.2000 mussten die vertikal integrierten Verteilnetzbetreiber zudem die liberalisierten von den regulierten Aktivitäten rechtlich trennen (Legal Unbundling).

Für den spanischen Gasmarkt wurde im Jahr 1998 mit einem entsprechenden Gesetz (Ley 34/98 del Sector de Hidrocarburos) der Liberalisierungsprozess eingeleitet. Der freie Markt wurde für Großkunden und Stromerzeuger geöffnet. Auf eine eigentumsmäßige Entflechtung wurde verzichtet.⁷³ Lediglich ein gesetzliches Unbundling wird in Spanien gefordert. De facto wird der spanische Gasmarkt dadurch weiterhin durch ein vollkommen integriertes Unternehmen monopolistisch dominiert. Das private Unternehmen Gas Natural ist fast einziger Gasimporteure, ist Eigentümer des Systembetreibers der Hochdruckleitungen auf der Ferngasstufe und kontrolliert 70% der spanischen Gasverteilnetze.

Auf nationaler Ebene sind drei Regulierungsinstanzen für die Sicherstellung effektiven Wettbewerbs zuständig. Oberste Regulierungsinstanz ist das Industrie- und Energieministerium. Es setzt sowohl die Höhe der Netztarife als auch die Endkundenpreise fest. Zudem reguliert das Ministerium den Marktzugang. Es genehmigt die Errichtung neuer Kraftwerke und Übertragungsnetze und erteilt die Lizenzen für Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilerunternehmen. Außerdem stellt es Mindeststandards für die Qualität und Versorgungssicherheit auf. Die sektorspezifische Regulierungsbehörde Comision Nacional de Energia (CNE) verfügt nur über vergleichsweise geringen Einfluss.⁷⁴ Sie ging im Jahr 2000 aus der CNSE (Comision Nacional del Sistema Electrico) hervor, die mit dem Elektrizitätsgesetz im Jahre 1997 gebildet wurde und deren Zuständigkeiten allein auf den Elektrizitätsmarkt gerichtet waren. Die CNE dient in erster Linie dem Industrie- und Energieministerium in beratender Funktion. Durch Vorschläge und Analysen nimmt sie an der Entwicklung von Gesetzentwürfen und Regulierungsentscheidungen sowie an der Festlegung von Netzzugangstarifen teil. Sie überprüft die Unbundling-Vorgaben. Aktivitäten der regulierten Netzbetreiber in anderen Geschäftsfeldern müssen von der CNE autorisiert werden. Vor möglichen Fusionen und Übernahmen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber ist die CNE verpflichtet, eine schriftliche Einschätzung abzugeben. Schließlich fungiert die Regulierungsbehörde als Streitbeile-

⁷¹ Vgl. EU Kommission 2004, S. 21.

⁷² Vgl. Garcia Martin 2001, S. 4 – 6.

⁷³ Vgl. OECD 2000, S. 252.

⁷⁴ Vgl. OECD 2000, S. 240f.

gungsstelle zur Lösung von Disputen zwischen den involvierten Parteien. Die CNE hat zur Ausübung ihrer Aufgaben das Recht, von den Netzbetreibern alle, für Regulierungsentscheidungen erforderlichen Information einzufordern. Die spanische Wettbewerbsbehörde überwacht als dritte bedeutende Instanz die Einhaltung des Kartellrechts im Energiesektor.

Sowohl Netzzugangstarife als auch Endkundenpreise unterliegen in Spanien einer Ex-ante-Regulierung. Die landesweit einheitlichen Tarife werden auf der Grundlage eines Revenue-Cap-Ansatz bestimmt. Das Ausgangsniveau bilden die aggregierten, durchschnittlichen Kosten des Jahres 1997. Ausgehend von diesen ‚standard costs‘ bestimmt sich der Erlöspfad seither im wesentlichen durch die Entwicklung des Einzelhandelspreisindex sowie durch einen Effizienzfaktor X.⁷⁵ Zur Ableitung dieser Produktivitätskennzahl verwenden die spanischen Regulatoren kein Benchmarking der realen Netzbetreiber. Vielmehr bildet ein theoretisch entworfenes Modellnetzwerk die Referenz für einen Effizienzvergleich. Auf der Basis dieses Vergleichs wird der für alle regulierten Netzbetreiber einheitlich geltende Produktivitätsfaktor X regelmäßig neu bestimmt.⁷⁶

Durch die einheitliche Tarifgestaltung in ganz Spanien, einschließlich der Inseln, spiegeln sowohl die Netzzugangs- als auch die Endkundenpreise nicht die Unterschiede in den Kosten wieder, die z.B. aufgrund unterschiedlicher geographischer Verhältnisse entstehen. Um trotzdem einheitliche Tarife für die Endverbraucher zu gewährleisten und das Problem unterschiedlicher Verteilungskosten zu bewältigen, erfolgen systematisch Ausgleichszahlungen zwischen den Verteilungsunternehmen.⁷⁷

Zur Sicherung der Versorgungsqualität hat das spanische Industrie- und Energieministerium Qualitätsstandards gesetzt. Wird die maximale Dauer der Ausfälle nicht eingehalten oder werden Frequenz-Standards verletzt, erfolgen Kompensationszahlungen der Stromversorger direkt an die Kunden. Die Höhe der Zahlung hängt vom überschrittenen Mindestniveau ab.

Seit Beginn der Liberalisierung sind die Endkundenpreise in Spanien stark gefallen. Zwischen 1997 und 2002 ist der durchschnittliche Tarif für Endverbraucher nominal um 17% und real um 28% gesunken. Im Jahr 2002 sind die Erzeugerkosten und Poolpreise bei geringer Verfügbarkeit der Wasserkraft allerdings deutlich über die Endkundertarife gestiegen, so dass die tariflichen Erlöse bei weitem nicht mehr zur Deckung der anerkannten Ansprüche der Versorger ausreichen. Als Reaktion auf die aufgelaufenen Tarifdefizite ist in den folgenden Jahren mit leicht ansteigenden Endverbrauchspreisen zu rechnen, da die spanische Regierung den Stromversorgern die Erstattung der aufgelaufenen Tarifdefizite zugesagt hat.⁷⁸

⁷⁵ Vgl. Arocena/Kühn/Regibeau 1999, S. 395; CNE 2003.

⁷⁶ Vgl. Griffel-Tatje/Lovell 2003.

⁷⁷ Vgl. Ramos-Real/Martinez-Budria/Jara-Diaz 2004, S. 225 – 227.

⁷⁸ Vgl. BayernLB Research 2003.

4.6 Österreich

Die österreichische Energiewirtschaft hat einen relativ hohen Wasserkraftanteil von rund 70 %. Ebenfalls erwähnenswert ist der hohe Anteil an Pumpspeicherkraftwerken, die eine sehr flexible Leistungssteuerung ermöglichen, was in einem liberalisierten Energiemarkt von besonderer Bedeutung ist. Vor der Umsetzung von Liberalisierungsbestrebungen war die Energiewirtschaft Österreichs ausnahmslos in staatlicher Hand.⁷⁹ Bei den Elektrizitätsversorgungsunternehmen handelte es sich um vertikal integrierte Unternehmen mit regionaler Monopolstellung.

Die Struktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft besteht aus Verbundgesellschaften und regionalen Landesgesellschaften, die für den Vertrieb zuständig sind. Zum Ende des Jahres 2001 befanden sich infolge von Teilprivatisierungen nur noch wenige Landesgesellschaften und landeshauptstädtische Gesellschaften zu 100% im staatlichen Eigentum. Die Umsetzung der Europäischen Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG von 1996 in das österreichische Recht erfolgte im Jahr 1998 durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), welches den inländischen Elektrizitätsmarkt stufenweise öffnete. Mit der Novellierung wurde dann im Oktober 2001 die vollkommene Öffnung des nationalen Strommarktes realisiert. Seither haben alle Kunden die Möglichkeit, ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Parallel zur Marktöffnung hat Österreich auch eine Regulierungsbehörde für den Strommarkt eingeführt. Auf der Ebene der Übertragungsnetze besteht die Pflicht zu einem legalen unbundling, auf der Verteilerebene wird die buchhalterische Entflechtung vorgeschrieben. Im Zuge der Liberalisierung wurde ein Bilanzgruppensystem eingeführt, um die Kosten für die notwendige Ausgleichsenergie den Endverbrauchern bzw. Händlern adäquat zuordnen zu können. Die Ausgleichsenergie wird durch eine unabhängige Clearingstelle abgerufen.

Für den Erdgasbereich hat der Gesetzgeber die vollständige Marktöffnung seit Oktober 2002 vorgegeben, die Regulierung des Gasmarktes erfolgte kurz darauf. Das österreichische Gastransportnetz ist in drei Teilgebiete (Regelzonen) untergliedert, dabei wurde das aus dem Strommarkt bekannte Bilanzgruppenmodell auf den Gassektor übertragen. Gleichzeitig wurde ein Ausgleichsenergiemarkt mit stündlicher Abrechnungsmöglichkeit geschaffen. Die Funktion des Ausgleichsenergiemarkt bereitete anfänglich Probleme, weshalb hier von Seiten der Regulierungsbehörde verbesserte Marktregeln entwickelt wurden, um die bisherigen Wettbewerbsbeschränkungen durch möglich Benachteiligungen wie Diskriminierung bestimmter Marktteilnehmer zu verhindern.⁸⁰

Das österreichische Regulierungsmodell basiert auf dem Zusammenspiel mehrerer Institutionen, die jeweils unterschiedliche Kompetenzen beinhalten. Der Großteil der Zuständigkeiten wurde dazu von den einzelnen Ländern auf den Bund übertragen, um

⁷⁹ Vgl. Haberfellner, M. (2002), S. 2.

⁸⁰ Vgl. Energie Control (2004), S. 69.

ein einheitliches Vorgehen zu ermöglichen. Lediglich der Netzausbau und der Netzan-schluss werden auf Landesebene geregelt.

Die operative Regulierungstätigkeit wird im Wesentlichen von der Energie-Control GmbH (ECG), die als Ansprechpartner für die Marktteilnehmer fungiert, durchgeführt. Die ECG ist vollständig in Bundeseigentum und arbeitet nicht gewinnorientiert. Ihre Aufgabenspektrum ist sehr breit gefasst. Zunächst übernimmt sie die Funktion als Überwachungs- und Aufsichtsinstanz indem sie die Wettbewerbsaufsicht über alle Marktteilnehmer und Netzbetreiber sowie die Überwachung des unbundlings bei vertikal integrierten Unternehmen übernimmt. Darunter fällt auch die Aufsicht über Bilanzgruppenverantwortliche, Bilanzgruppenkoordinatoren und Regelzonenführer. Des weiteren hat sie die Rahmenbedingungen für den Energiemarkt zu schaffen. Dies beinhaltet vor allem die Ausarbeitung und Veröffentlichung von Marktregeln (z.B. bezüglich Ausgleichsenergie, Verfahren beim Lieferantenwechsel etc.) sowie technische und organisatorische Bedingungen für Netznutzer und Netzbetreiber. Ebenso müssen die AGBs der Netzbetreiber durch sie genehmigt werden und auch die Abwicklung von Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern wird von der ECG organisiert. Als weiteres wichtiges Aufgabengebiet ist die Erstellung und Veröffentlichung von Strom- und Erdgaspreisvergleichen für Endverbraucher zu nennen, die veröffentlicht werden, um eine stärkere Transparenz am Energiemarkt zu schaffen. Seit dem Jahr 2002 ist die ECG zusätzlich als Schlichtungsstelle bei Streitigkeiten unter den Marktteilnehmern aktiv.⁸¹ Durch die Änderung des österreichischen Wettbewerbsrechts im Jahr 2002 hat die ECG die Möglichkeit, Anträge an das Kartellgericht zu stellen und Stellungnahmen abzugeben. Außerdem ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den Wettbewerbsbehörden und der ECG vorgesehen (z.B. bei der Beurteilung von Unternehmenszusammenschlüssen).

Die Energie-Control-Kommission (ECK) als weitere Institution ist eine übergeordnete weisungsfreie Kollegialbehörde unter richterlichem Vorsitz und untersteht lediglich dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Sie ist in eigener Sache erste und letzte Instanz und ansonsten Berufungsinstanz für Entscheidungen der ECG. Die Kommission selbst hat drei Mitglieder aber keine eigenen Mitarbeiter und bedient sich somit bei ihrer Tätigkeit der ECG, gegenüber der sie ein Weisungsrecht besitzt. Die Kommission trifft die wesentlichen regulatorischen Grundsatzentscheidungen, darunter fallen die Genehmigung der allgemeinen Bedingungen für Netzbetreiber für die Inanspruchnahme von Übertragungs- und Verteilernetzen, sowie die Bestimmungen der Netznutzungstarife. Außerdem stehen ihr Kompetenzen für den Gasmarkt zu. Als oberste Aufsichtsbehörde fungiert das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, welches die Richtlinienkompetenz ausübt und die Tätigkeiten der ECG beaufsichtigt.

⁸¹ Die Schlichtungstätigkeit betrifft hauptsächlich Streitigkeiten zwischen Kunden und sonstigen Marktteilnehmern (Fragen zu Strom- oder Gasrechnungen, Qualitätsprobleme mit der Energieversorgung etc.). E-Control hat die gesetzliche Pflicht, nach spätestens sechs Wochen auf eine einvernehmliche Lösung zwischen den Streitparteien hinzuwirken. Dabei werden lediglich Vermittlungsversuche getätigt und keine Entscheidungen mit rechtskräftiger Wirkung ausgesprochen.

Als beratendes Organ für das Bundeswirtschaftsministerium und die Regulierungsbehörde wurde ein Energiebeirat gegründet, der sich fachlich in einen Elektrizitätsbeirat und einen Erdgasbeirat aufgliedert, um die unterschiedlichen Gegebenheiten dieser beiden Energiebereiche zu berücksichtigen. Durch diese Institution werden sowohl die Vertreter der Länder, wichtige Sozialpartner sowie Ministerien eingebunden. Die Ernennung der Beiräte ist durch das EIWOG gesetzlich vorgeschrieben. Diese haben lediglich Vorschlagsrechte und werden vom Bundesministerium sowie der ECG angehört. Sie erhalten außerdem detaillierte Informationen über die Kosten der Netzbetreiber.

Österreich hat sich für den regulierten Netzzugang im Rahmen einer Ex-ante-Regulierung ausgesprochen. Die Regulierungsbehörde kombiniert diese Methode mit eigenen Maßnahmen auf der Ex-post-Ebene. Im Rahmen der Ex-ante-Regulierung werden von der ECG in Zusammenarbeit mit den Unternehmen Empfehlungen zu Marktregeln und Netztarifen gegeben, die dann von der ECK genehmigt werden müssen. Die Ex-post-Kontrolle dient dazu, das bestehende Regelwerk zu überprüfen und gegebenenfalls Anpassungen vorzuschlagen, wenn Marktmissbrauch ausgeübt wird oder kein diskriminierungsfreier Netzzugang vorliegt.

Aktuell wird für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte am Strommarkt eine kostenorientierte Renditenregulierung (Rate-of-Return Regulierung) angewandt. Damit werden alle relevanten Betriebs- und Kapitalkosten inklusive einer vorgegebenen Rendite vergütet. Für die Berechnung der Kapitalbasis wird die Methodik des Realkapitalerhalts praktiziert.⁸² Dabei werden Abschreibungen aus historischen Anschaffungswerten ermittelt und unter Zuhilfenahme des Nominalzinses bewertet. Zur Berechnung dieser Bezugsgröße wurden unverzinslich zur Verfügung stehende Kapitalteile (Lieferantenverbindlichkeiten, erhaltene Anzahlungen, bestimmte Verbindlichkeiten und Rückstellungen sowie Baukostenzuschüsse) in Höhe des Branchendurchschnitts von 15% von der Kapitalbasis abgezogen. Die jeweiligen Zinssätze werden dann auf diese bereinigte Kapitalbasis angewendet. Die Kapitalkosten für die Netznutzungsentgelte werden mithilfe des WACC-Ansatzes ermittelt, wobei ein kalkulatorischer Eigenkapitalanteil von 45% und ein Anteil von 40% für das verzinsliche Fremdkapital vorgegeben wird. Das Eigenkapitalkosten werden mit 10,5%, die Kosten des Fremdkapitals mit 4,5% (jeweils vor Steuern) angerechnet.⁸³ Unter diesen Annahmen erhält man einen gewogenen Durchschnittsfinanzierungssatz (WACC) von 7,65% vor Steuern.

⁸² Damit wird das bereits vor der Liberalisierung angewandte Berechnungskonzept weitergeführt.

⁸³ Vgl. Erläuterungen zur österreichischen Systemnutzungstarife-Verordnung 2003, S. 10 u. 13. Dabei entspricht der risikolose Zins als Ausgangsbasis für die Berechnung der Fremd- und Eigenkapitalzinsen der Rendite für Staatsanleihen. Für dessen Berechnung wird die aktuelle Rendite österreichischer Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren herangezogen, der zum Stichtag (30. Juni 2003) 3,94% beträgt. Als Zuschlag für die Ermittlung der Fremdkapitalzinsen eines Netzbetreibers werden 0,6% Prozentpunkte angesetzt. Unter Berücksichtigung eines risikolosen Zinssatzes von 3,94%, einer Marktrisikoprämie von 5% und einem Betafaktor von 0,30 bis 0,35, ergibt sich ein Eigenkapitalkostensatz von rund 10,4% vor Steuern.

Seit Oktober 2003 war geplant, Anreize zur effizienten Energieversorgung mittels eines Benchmarking mit einer Laufzeit von vier Jahren zu unterstützen.⁸⁴ Dabei werden die Netztarife innerhalb Österreichs mithilfe der DEA-Methode anhand von Kennzahlen verglichen.⁸⁵ Zur Kontrolle wurde die Stabilität der Ergebnisse mithilfe der statistischen Methode der Efficient Frontier Analysis überprüft. Die wichtigsten Faktoren für das Benchmarking sind die ermittelten Netzkosten, die technischen Werte der Unternehmen (z.B. die zur Verfügung gestellte Leistung) sowie bestimmte Umweltfaktoren. Im Unterschied zu den Benchmarking-Untersuchungen der OFGEM sollte hier jedoch das relative Niveau der Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Netzebenen lediglich in Ausnahmefällen mit behördlicher Genehmigung verändert werden können. Den Best-Practice-Unternehmen sollte ein individueller Preiszuschlag zugestanden werden, so dass diese eine erhöhte Rendite erwirtschaften können.⁸⁶ Aufgrund der fehlenden Durchsetzbarkeit des Benchmarkingkonzeptes bei den Netzbetreibern fand es bis heute in Österreich keinerlei Anwendung.

Seit März 2002 hat Österreich mit der Energy Exchange Austria eine Energiebörse für den Spothandel von Strom installiert, um seine Liberalisierungsbemühungen durch eine Förderung des Stromhandels zu unterstützen. Im Vergleich zu Deutschland liegt eine Besonderheit im Großhandel darin, dass die eingespeisten regenerativen Energien über separate Bilanzkreise verrechnet werden, so dass eine größere Transparenz hinsichtlich der damit verbundenen Kosten für kurzfristig anfallende Ausgleichsenergie vorliegt.

Die Effekte der Liberalisierung werden von der Regulierungsbehörde ECG selbst als positiv bewertet. So kam es für die Endverbraucher zu einer erhöhten Preistransparenz, da die Kostenanteile für das Netz nun offen ausgewiesen werden müssen. Die Liberalisierung hat zu einer Angleichung des Preisniveaus zwischen Unternehmens- und Haushaltskunden geführt. Die Netzentgelte sind bei konstant hoher Versorgungssicherheit stark gesunken. Nach einer ersten Schätzung liegt der Kostenaufwand für die Liberalisierung inklusive Umstellungskosten der Unternehmen lediglich bei rund 5% bis 10% der damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Ersparnisse durch sinkende Energiepreise.⁸⁷

⁸⁴ Vgl. Energie Control (2003), S. 1-2.

⁸⁵ Die wichtigsten Kennzahlen sind die Netzkosten, die abgesetzte Strommenge sowie Umweltfaktoren (Besiedlungsdichte etc.).

⁸⁶ Vgl. Riechmann (2003), S. 23.

⁸⁷ Angaben nach einer Schätzung der e-control GmbH.

5 Resümee

Im Rahmen dieser knappen Gegenüberstellung war es nicht möglich, eine umfassende Bewertung der umfangreichen Erfahrungen mit den länderspezifisch recht unterschiedlichen Regulierungsmodellen im Energiebereich zu geben. Einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Eckpunkte des Ländervergleichs gibt Tabelle 2. Die regulierenden Institutionen sind im wesentlichen sektorspezifische Regulierungsbehörden für den Strom und Gasmarkt mit teilweise umfangreichen Entscheidungsbefugnissen.

Bei der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens zeigt sich die Ex-ante-Regulierung des Netzzugangs als vorherrschende Regulierungsform, so wie es auch die EU-Beschleunigungsrichtlinie vorgibt. Deutschland und Finnland müssen ihre ex-post-orientierte Netzzugangsregulierung anpassen, um den vorgegebenen Mindeststandards gerecht zu werden. Eine Regulierung auf der Ebene der Endverbraucherpreise findet lediglich auf dem spanischen Strommarkt statt

Zusammenfassend lässt sich dem Vergleich der Beispielländer ebenfalls entnehmen, dass viele europäische Länder den Übergang von einer Renditenregulierung (Rate-of-Return Regulierung) hin zu einer anreizorientierten Regulierung der Netzentgelte forcieren. Traditionelle kostenorientierte Regulierungsmethoden verlieren damit immer mehr an Bedeutung. Großbritannien und Norwegen befinden sich dabei bereits in ihrer dritten (bzw. zweiten) Regulierungsperiode von fünf Jahren. Dort konnten bisher positive Erfahrungen mit der Einführung einer Price-Cap bzw. Revenue-Cap-Regulierung gemacht werden.⁸⁸ England und Wales sowie Skandinavien sind die europäischen Regionen mit der längsten Erfahrung bei der Liberalisierung des Strommarktes. Die in diesen Ländern eingeführten Regulierungsmodelle sehen eine deutliche eigentumsrechtliche Aufspaltung der zuvor weitgehend integrierten energiewirtschaftlichen Struktur vor.

In den meisten betrachteten Ländern ist ebenso die tatsächliche bzw. beabsichtigte Anwendung eines Benchmarking vorherrschend, um unternehmensindividuelle Effizianzanreize setzen zu können. Dabei wird meist auf die DEA-Methodik zurückgegriffen. Die Erfahrungen aus Ländern mit langjähriger Regulierungspraxis weisen allerdings darauf hin, dass neben Anreizen für einen effizienten Netzbetrieb auch die Förderung notwendiger Investitionen nicht vernachlässigt werden sollte, um auch in Zukunft eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang ist auf die Regulierung der Versorgungsqualität als ergänzendes Instrument hinzuweisen.

⁸⁸ In beiden Fällen wurden Kostenreduktionen bei den Netzbetreibern erreicht und auch weiterhin in das Netz investiert. Gleichzeitig konnten die Kunden von sinkenden Preisen bei steigender Versorgungsqualität profitieren. Zudem arbeiten die Netzbetreiber erheblich renditeorientierter als zuvor.

Tabelle 2: Zusammenfassender Vergleich der Regulierungsmodelle in den Beispielländern

	Regulierungsbehörde	Aufgaben	Endverbrauchermarkt	Regulierung Netzentgelte	Periodenlänge	Benchmarking	Qualitätsregulierung
England/Wales	OFGEM, sektorspezifisch (Strom, Gas)	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung, Verbraucherinformation und Schlichtungsstelle	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-ante, anreizorientiert (Price Cap)	5 Jahre (V-Netz), 3 Jahre (Ü-Netz)	Seit 1999, 2002 modifiziert (DEA)	Separate Qualitätsvorgaben, 2002 ergänzt durch qualitätsabhängige Erlösobergrenze
Norwegen	NVE, sektorspezifisch (Energie, Wasser)	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung und Schlichtungsstelle	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-ante, anreizorientiert (Revenue Cap)	5 Jahre	Seit 1997 (DEA)	Qualitätsabhängige Erlösobergrenze
Finnland	EMV, sektorspezifisch (Strom, Gas),	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-post, kostenorientiert (RoR-Ansatz) mit Anzeilelementen	1 Jahr	Seit 2002 (DEA)	Im Rahmen des Benchmarking
Spanien	CNE, sektorspezifisch (Strom, Gas)	Beratung des Industrie- und Energieministeriums (Vorschläge und Analysen) und Schlichtungsstelle	Ex-ante, anreizorientiert (Revenue Cap), Festlegung von Einheitstarifen	Ex-ante, anreizorientiert (Revenue Cap), Festlegung von Einheitstarifen	k. A.	Kein Vergleich realer Unternehmen	Separate Qualitätsvorgaben
Österreich	e-control GmbH, sektorspezifisch (Strom, Gas)	Überwachung und Regulierung des Netzbereiches, Marktzutrittsregulierung, Verbraucherinformation und Schlichtungsstelle	Allgemeine Missbrauchsaufsicht (Wettbewerbsbehörde)	Ex-ante, kostenorientiert (RoR-Ansatz)	1 Jahr	In Planung	In Planung

Literaturverzeichnis

- Ajodhia, V., K. Petrov und G.C. Scasi (2003): Benchmarking and its Implications, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 27, S. 261 – 274.
- Arocena, P. (2001): The Reform of the Utilities Sector, Discussion Paper 2001/13 of the World Institute for Development Economics, Helsinki.
- Arocena, P., K.-U. Kühn und P. Regibeau (1999): Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry – A Missed Opportunity for Competition, *Energy Policy*, 27, S. 387 – 399.
- Averch, H. und L.L. Johnson (1962): Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint, *American Economic Review*, 52, S. 1052 – 1069.
- BayernLB Research (2003): Aktienreport 58/2003, München.
- Becker, P. und M. Riedel (2003): Europarechtliche Mindestvorgaben für die Regulierung und die Schaffung nationaler Regulierungsbehörden mit Überlegungen zu einer möglichen Umsetzung in nationales Recht, *Zeitschrift für neues Energierecht*, 7, S. 170 – 176.
- Borszcz, U. (2003): Ökonomische Überlegungen zur Bildung von Netzentgelten in der Stromwirtschaft, Oldenburg.
- Brunekreeft, G. (2000): Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie, Diskussionsbeiträge des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik der Universität Freiburg, Nr. 67, Freiburg.
- Brunekreeft, G. und K. Keller (2001): Sektorspezifische Ex-ante-Regulierung der deutschen Stromwirtschaft?, Diskussionsbeitrag Nr. 80, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Universität Freiburg, Oktober 2001.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2003): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoringbericht), Berlin.
- Burns, P. und C. Riechmann (2000): Price-Caps im Elektrizitätssektor – Erfahrungen aus England und Wales – Lehren für Deutschland, in: G. Knieps: Price-Cap Regulierung in Netzindustrien - Chancen und Risiken eines neuen Regulierungsinstruments - Schriftenreihe der deutschen verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft, Vol. B 232, DVWG, Bergisch-Gladbach, S. 88 - 105.
- Burns, P., J. Davies und C. Riechmann (1999): Benchmarking von Netzkosten – Data Envelopment Analyse (DEA) am Beispiel der Stromverteiler in Großbritannien, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 23, S. 285 – 301.
- Cambridge Economic Policy Associates (2003): Background To Work On Assessing Efficiency For The 2005 Distribution Price Control Review, Final report, prepared for Ofgem, September 2003, o. O.
- CNE (2003): The Spanish Electricity Sector, Madrid (<http://www.cne.es>).
- Crew, M.A. und P.R. Kleindorfer (1996): Price Caps and Revenue Caps: Incentives and Disincentives for Efficiency, in: M.A. Crew (ed.), *Pricing and Regulatory Innovations under Increasing Competition*, Boston et al.

- Demsetz, H. (1968): Why Regulate Utilities, *Journal of Law and Economics*, 11, S. 55 – 65.
- Energie Control GmbH (2004): Jahresbericht 2003, Wien.
- Energie Control GmbH (2003): 3. Energie Round Table 2003.
- Energiamarkkinavirasto (2004): Vuosikertomus 2003 – Annual Report of Energy Market Authority, Helsinki.
- Europäische Kommission (2004): DG Tren Draft Working Paper, Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, Brüssel, Stand: 1.03.2004.
- Fritsch, M., T. Wein und H.-J. Ewers (2001): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 4. Auflage, München.
- Frontier Economics und Consentec (2003): Netzpreisaufsicht in der Praxis – Anreize für angemessene Netzdimensionierung und Betriebsführung sowie Kenngrößen für betriebswirtschaftlichen Vergleich, Abschlussbericht für VIK und BDI, London et al..
- Garcia Martin, J.A. (2001): Spot Market Competition with Stranded Costs in the Spanish Electricity Industry, Working Paper 2001/06, Centro de Estudios Monetarios y Financieros, Madrid.
- Grifell-Tatje, E. und C.A.K. Lovell (2003): The Managers versus the Consultants, *Scandinavian Journal of Economics*, 105, S. 119 – 138.
- Haupt, U., K. Kinnunen und W. Pfaffenberger (2002): Anwendung der Vergleichsmarktanalyse auf die Netzentgelte in der Stromwirtschaft, Gutachten des Bremer Energieinstituts, Bremen.
- Hayek, F.A. von (1975): Die Anmaßung von Wissen, *Ordo*, 26, S. 12 – 21.
- Jonassen ,T. (1998): Opening of the Power Markets to End Users in Norway 1991-1999, Report to NVE, Oslo.
- Kinnunen, K. (2003): Network Pricing in the Nordic Countries – An Empirical Analysis of the Local Electricity Distribution Utilities' Efficiency and Pricing, Oldenburg.
- Knieps, G. (2003): Der Wettbewerb und seine Grenzen: Netzgebundene Leistungen aus ökonomischer Sicht, Diskussionsbeiträge des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik der Universität Freiburg, Nr. 93, Freiburg.
- Knieps, G. (2002): Entscheidungsorientierte Ermittlung der Kapitalkosten in liberalisierten Netzindustrien, Diskussionsbeitrag Nr. 86, Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Universität Freiburg, August 2002.
- Knieps, G. und G. Brunekreeft (2003): Zwischen Regulierung und Wettbewerb. Netzsektoren in Deutschland, 2. Auflage, Heidelberg.
- Kumkar, L. (1998): Liberalisierung und Re-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft in Skandinavien, Kieler Arbeitspapiere, Nr. 884, Kiel.
- Kunz, M. (2003): Regulierungsregime in Theorie und Praxis, in: G. Knieps und G. Brunekreeft (Hrsg.), Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland, Heidelberg, S. 47 – 81.

- Langset T., F. Trengereid, K. Samdal und J. Heggset (2001): Quality Dependent Revenue Caps – A Model for Quality of Supply Regulation, Paper presented on the 16th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution, IEE Conference Publication No. 482, Amsterdam.
- Littlechild, S.C. (1983): Regulation of British Telecommunication's Profitability, Report to the Secretary of State, Departement of Industry, London.
- Menges, R. (1999): Elektrizitätswirtschaftliche Reformen in Finnland, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 49, S. 241 – 246.
- Menges, R. und K. Barzantny (1997): Die Liberalisierung der Strommärkte in Norwegen und Schweden, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 21, S. 39 – 56.
- OECD (2000): Regulatory Reform in Spain, Paris.
- OFGEM (2003): Annual Report 2002-2003, London.
- OFGEM (2001): Information and incentives project, Incentive schemes, Final proposals. Decision document, London, Dezember 2001.
- Perner, J. und C. Riechmann (1999): Netzzugangsregimes im nationalen Strommarkt – Lehren aus dem europäischen Ausland?, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 23, S. 209 – 233.
- Ramos-Real, F.J., E. Martinez-Budria und S. Jara-Diaz (2004): Structure, Functioning and Regulation of the Spanish Electricity Sector: The Legal Framework and the New Proposals for Reform, in: P. Coto-Millan (ed.), *Essays on Microeconomics and Industrial Organisation*, 2nd edition, Heidelberg (Physica), S. 219 – 236.
- Riechmann, C. (2003): Regulierung von Energiemärkten, in: *Energie, Markt, Wettbewerb*, Heft 4/2003, S. 19-23.
- Riechmann, C. (1995): Price-Cap Regulierung, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 19, S. 157 – 167.
- Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition, *Rand Journal of Economics*, 16, S. 319 – 327.
- Thomas, S., M. Wissner, K. Kristof und W. Irrek (2002): Die vergessene Säule der Energiepolitik: Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland – Vorschläge des Wuppertaler Instituts, *Wuppertal Spezial* 24, Wuppertal.
- Wild, J. und S. Vaterlaus (2002): Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften, *Schlussbericht des Bundesamtes für Energie*, Bern.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 172: Peter Kürble:
Branchenstrukturanalyse im Multimedia-Markt am Beispiel der Spielfilmbranche und der Branche der Programmveranstalter, April 1997
- Nr. 173: Federico Kuhlmann:
Entwicklungen im Telekommunikationssektor in Mexiko: Von einem Staatsmonopol zum Wettbewerb, April 1997
- Nr. 174: Jörn Kruse:
Frequenzvergabe im digitalen zellularen Mobilfunk in der Bundesrepublik Deutschland, Mai 1997
- Nr. 175: Annette Hillebrand, Franz Büllingen, Olaf Dickoph, Carsten Klinge:
Informations- und Telekommunikations-sicherheit in kleinen und mittleren Unternehmen, Juni 1997
- Nr. 176: Wolfgang Eisenbast:
Ausschreibung defizitärer Universal-dienste im Postbereich, August 1997
- Nr. 177: Uwe Rabe:
Konzeptionelle und operative Fragen von Zustellnetzen, November 1997
- Nr. 178: Dieter Elixmann, Alfons Keuter, Bernd Meyer:
Beschäftigungseffekte von Privatisierung und Liberalisierung im Telekommunikationsmarkt, November 1997
- Nr. 179: Daniel Tewes:
Chancen und Risiken netzunabhängiger Service Provider, Dezember 1997
- Nr. 180: Cara Schwarz-Schilling:
Nummernverwaltung bei Wettbewerb in der Telekommunikation, Dezember 1997
also available in English as
Numbering Administration in Telecommunications under Competitive Conditions
- Nr. 181: Cornelia Fries:
Nutzerkompetenz als Determinante der Diffusion multimedialer Dienste, Dezember 1997
- Nr. 182: Annette Hillebrand:
Sicherheit im Internet zwischen Selbstorganisation und Regulierung - Eine Analyse unter Berücksichtigung von Ergebnissen einer Online-Umfrage, Dezember 1997
- Nr. 183: Lorenz Nett:
Tarifpolitik bei Wettbewerb im Markt für Sprachtelefondienst, März 1998
- Nr. 184: Alwin Mahler:
Strukturwandel im Bankensektor - Der Einfluß neuer Telekommunikationsdienste, März 1998
- Nr. 185: Henrik Hermann:
Wettbewerbsstrategien alternativer Telekommunikationsunternehmen in Deutschland, Mai 1998
- Nr. 186: Ulrich Stumpf, Daniel Tewes:
Digitaler Rundfunk - vergleichende Betrachtung der Situation und Strategie in verschiedenen Ländern, Juli 1998
- Nr. 187: Lorenz Nett, Werner Neu:
Bestimmung der Kosten des Universal-dienstes, August 1998
- Nr. 188: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:
Durch Sicherungsinfrastruktur zur Vertrauenskultur: Kritische Erfolgsfaktoren und regulatorische Aspekte der digitalen Signatur, Oktober 1998
- Nr. 189: Cornelia Fries, Franz Büllingen:
Offener Zugang privater Nutzer zum Internet - Konzepte und regulatorische Implikationen unter Berücksichtigung ausländischer Erfahrungen, November 1998
- Nr. 190: Rudolf Pospischil:
Repositionierung von AT&T - Eine Analyse zur Entwicklung von 1983 bis 1998, Dezember 1998
- Nr. 191: Alfons Keuter:
Beschäftigungseffekte neuer TK-Infrastrukturen und -Dienste, Januar 1999

- Nr. 192: Wolfgang Elsenbast:
Produktivitätserfassung in der Price-Cap-Regulierung – Perspektiven für die Preisregulierung der Deutschen Post AG, März 1999
- Nr. 193: Werner Neu, Ulrich Stumpf, Alfons Keuter, Lorenz Nett, Cara Schwarz-Schilling:
Ergebnisse und Perspektiven der Telekommunikationsliberalisierung in ausgewählten Ländern, April 1999
- Nr. 194: Ludwig Gramlich:
Gesetzliche Exklusivlizenz, Universaldienstpflichten und "höherwertige" Dienstleistungen im PostG 1997, September 1999
- Nr. 195: Hasan Alkas:
Rabattstrategien marktbeherrschender Unternehmen im Telekommunikationsbereich, Oktober 1999
- Nr. 196: Martin Distelkamp:
Möglichkeiten des Wettbewerbs im Orts- und Anschlußbereich des Telekommunikationsnetzes, Oktober 1999
- Nr. 197: Ulrich Stumpf, Cara Schwarz-Schilling unter Mitarbeit von Wolfgang Kiesewetter:
Wettbewerb auf Telekommunikationsmärkten, November 1999
- Nr. 198: Peter Stamm, Franz Büllingen:
Das Internet als Treiber konvergenter Entwicklungen – Relevanz und Perspektiven für die strategische Positionierung der TIME-Player, Dezember 1999
- Nr. 199: Cara Schwarz-Schilling, Ulrich Stumpf:
Netzbetreiberportabilität im Mobilfunkmarkt – Auswirkungen auf Wettbewerb und Verbraucherinteressen, Dezember 1999
- Nr. 200: Monika Plum, Cara Schwarz-Schilling:
Marktabgrenzung im Telekommunikations- und Postsektor, Februar 2000
- Nr. 201: Peter Stamm:
Entwicklungsstand und Perspektiven von Powerline Communication, Februar 2000
- Nr. 202: Martin Distelkamp, Dieter Elixmann, Christian Lutz, Bernd Meyer, Ulrike Schimmel:
Beschäftigungswirkungen der Liberalisierung im Telekommunikationssektor in der Bundesrepublik Deutschland, März 2000
- Nr. 203: Martin Distelkamp:
Wettbewerbspotenziale der deutschen Kabel-TV-Infrastruktur, Mai 2000
- Nr. 204: Wolfgang Elsenbast, Hilke Smit:
Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der Marktöffnung auf dem deutschen Postmarkt, Mai 2000
- Nr. 205: Hilke Smit:
Die Anwendung der GATS-Prinzipien auf dem Postsektor und Auswirkungen auf die nationale Regulierung, Juni 2000
- Nr. 206: Gabriele Kulenkampff:
Der Markt für Internet Telefonie - Rahmenbedingungen, Unternehmensstrategien und Marktentwicklung, Juni 2000
- Nr. 207: Ulrike Schimmel:
Ergebnisse und Perspektiven der Telekommunikationsliberalisierung in Australien, August 2000
- Nr. 208: Franz Büllingen, Martin Wörter:
Entwicklungsperspektiven, Unternehmensstrategien und Anwendungsfelder im Mobile Commerce, November 2000
- Nr. 209: Wolfgang Kiesewetter:
Wettbewerb auf dem britischen Mobilfunkmarkt, November 2000
- Nr. 210: Hasan Alkas:
Entwicklungen und regulierungspolitische Auswirkungen der Fix-Mobil Integration, Dezember 2000
- Nr. 211: Annette Hillebrand:
Zwischen Rundfunk und Telekommunikation: Entwicklungsperspektiven und regulatorische Implikationen von Webcasting, Dezember 2000
- Nr. 212: Hilke Smit:
Regulierung und Wettbewerbsentwicklung auf dem neuseeländischen Postmarkt, Dezember 2000

- Nr. 213: Lorenz Nett:
Das Problem unvollständiger Information für eine effiziente Regulierung, Januar 2001
- Nr. 214: Sonia Strube:
Der digitale Rundfunk - Stand der Einführung und regulatorische Problemfelder bei der Rundfunkübertragung, Januar 2001
- Nr. 215: Astrid Höckels:
Alternative Formen des entbündelten Zugangs zur Teilnehmeranschlussleitung, Januar 2001
- Nr. 216: Dieter Elixmann, Gabriele Kulenkampff, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:
Internationaler Vergleich der TK-Märkte in ausgewählten Ländern - ein Liberalisierungs-, Wettbewerbs- und Wachstumsindex, Februar 2001
- Nr. 217: Ingo Vogelsang:
Die räumliche Preisdifferenzierung im Sprachtelefoniedienst - wettbewerbs- und regulierungspolitische Implikationen, Februar 2001
- Nr. 218: Annette Hillebrand, Franz Büllingen:
Internet-Governance - Politiken und Folgen der institutionellen Neuordnung der Domainverwaltung durch ICANN, April 2001
- Nr. 219: Hasan Alkas:
Preisbündelung auf Telekommunikationsmärkten aus regulierungsökonomischer Sicht, April 2001
- Nr. 220: Dieter Elixmann, Martin Wörter:
Strategien der Internationalisierung im Telekommunikationsmarkt, Mai 2001
- Nr. 221: Dieter Elixmann, Anette Metzler:
Marktstruktur und Wettbewerb auf dem Markt für Internet-Zugangsdienste, Juni 2001
- Nr. 222: Franz Büllingen, Peter Stamm:
Mobiles Internet - Konvergenz von Mobilfunk und Multimedia, Juni 2001
- Nr. 223: Lorenz Nett:
Marktorientierte Allokationsverfahren bei Nummern, Juli 2001
- Nr. 224: Dieter Elixmann:
Der Markt für Übertragungskapazität in Nordamerika und Europa, Juli 2001
- Nr. 225: Antonia Niederprüm:
Quersubventionierung und Wettbewerb im Postmarkt, Juli 2001
- Nr. 226: Ingo Vogelsang
unter Mitarbeit von Ralph-Georg Wöhl
Ermittlung der Zusammenschaltungsentgelte auf Basis der in Anspruch genommenen Netzkapazität, August 2001
- Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:
Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001
- Nr. 228: Astrid Höckels:
Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001
- Nr. 229: Anette Metzler:
Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001
- Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:
Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002
- Nr. 231: Ingo Vogelsang:
Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002
- Nr. 232: Ulrich Stumpf:
Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002
- Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:
Mobile Virtual Network Operators - Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002
- Nr. 234: Hasan Alkas:
Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002

- Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:
Resale im deutschen Festnetz,
Mai 2002
- Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und
Ulrich Stumpf:
Regulierung und Wettbewerb auf euro-
päischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002
- Nr. 237: Hilke Smit:
Auswirkungen des e-Commerce auf
den Postmarkt, Juni 2002
- Nr. 238: Hilke Smit:
Reform des UPU-Endvergütungssys-
tems in sich wandelnden Postmärkten,
Juni 2002
- Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:
Kabelfernsehen im Wettbewerb der
Plattformen für Rundfunkübertragung -
Eine Abschätzung der Substitutionspo-
tenziale, November 2002
- Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen
unter Mitarbeit von Anette Metzler:
Regulierungs- und wettbewerbspoliti-
sche Aspekte von Billing- und Abrech-
nungsprozessen im Festnetz,
Januar 2003
- Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf
unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus,
Joachim Scherer, Sonia Strube Mar-
tins, Ingo Vogelsang:
Eckpunkte zur Ausgestaltung eines
möglichen Handels mit Frequenzen,
Februar 2003
- Nr. 242: Christin-Isabel Gries:
Die Entwicklung der Nachfrage nach
breitbandigem Internet-Zugang, April
2003
- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:
Generisches Referenzmodell für die
Analyse relevanter Kommunikations-
märkte – Wettbewerbsökonomische
Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruk-
tur und Unternehmensstrategien, Juli
2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Sicherstellung der Überwachbarkeit der
Telekommunikation: Ein Vergleich der
Regelungen in den G7-Staaten, Juli
2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:
Gesundheitliche und ökologische As-
pekte mobiler Telekommunikation –
Wissenschaftlicher Diskurs, Regulie-
rung und öffentliche Debatte, Juli 2003
- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen
unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von
TK-Diensten im Festnetz sowie Fakto-
ren für den Erfolg von Geschäftsmodel-
len, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel
with contributions of Anette Metzler:
"Next Generation Networks" and Chal-
lenges for Future Regulatory Policy,
November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:
Substitutionsbeziehungen zwischen
Festnetz und Mobilfunk: Empirische E-
videnz für Deutschland und ein Survey
internationaler Studien, Dezember
2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:
Das Verhalten der Nachfrager im deut-
schen Telekommunikationsmarkt unter
wettbewerblichen Aspekten, Dezember
2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf
G. Schäfer:
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen
von Unternehmensstrategien und
Marktstrukturen im TK-Markt, März
2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries,
Peter Stamm:
Der Markt für Public Wireless LAN in
Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand,
Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:
Zusammenwachsen von Telefonie und
Internet – Marktentwicklungen und
Herausforderungen der Implementie-
rung von ENUM, Juni 2004
- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schöffner:
Regulatorische Aufgaben im Energie-
bereich – ein europäischer Vergleich,
Juni 2004