

# Kapitel VI:

## Entwicklung und Perspektiven des Wettbewerbs in der Energieversorgung

### *1. Einführung*

**1109.** Im April diesen Jahres jährte sich zum Sechsten Mal die mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes aus dem Jahr 1998 verbundene Marktöffnung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitätsversorgung. Mit der im Rahmen dieser Novelle erfolgten Abschaffung der rechtlich geschlossenen Versorgungsgebiete und der Einführung eines speziellen Durchleitungstatbestandes war von Seiten des Gesetzgebers das Ziel einer stärkeren wettbewerblichen Ausrichtung des Elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmens verbunden. Der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes in Deutschland gingen entsprechende Entwicklungen auf europäischer Ebene voraus, die in der 1997 in Kraft getretenen Binnenmarkttrichtlinie für Strom mündeten. Nicht nur in Deutschland sondern auch in anderen europäischen Ländern hatte sich zunehmend die Auffassung durchgesetzt, dass die traditionelle Organisation des Elektrizitätssektors in Form vertikal integrierter Gebietsmonopole wettbewerbspolitisch nicht länger zu rechtfertigen war. Die Erkenntnis, dass zumindest die Stromerzeugung und die Endkundenversorgung dem Wettbewerb grundsätzlich zugänglich sind, hatte beispielsweise in England bereits zu Beginn der neunziger Jahre zur Liberalisierung des Elektrizitätssektors geführt. Mittlerweile liegt in England eine über zehnjährige Erfahrung mit der Einführung von Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft und der Regulierung der natürlichen Monopole im Bereich der Leitungsnetze vor.

**1110.** In Deutschland hat die wettbewerbliche Öffnung des Elektrizitätssektors große Veränderungsprozesse ausgelöst. In den ersten beiden Jahren nach der Liberalisierung war die Marktentwicklung zunächst durch eine hohe wettbewerbliche Dynamik gekennzeichnet. Um die Belieferung von Stadtwerken, industriellen Endkunden und mit einer gewissen Verzögerung auch Haushaltskunden entbrannte zunächst ein intensiver Wettbewerb, an dem sich sowohl die ehemaligen Gebietsversorger als auch neu in den Markt eintretende Stromhändler beteiligten. In den letzten Jahren ist jedoch eine deutliche Verringerung der Wettbewerbsintensität auf den Strommärkten festzustellen, die ihre Ursache sowohl in marktstrukturellen Fehlentwicklungen als auch in einer wenig wettbewerbskonformen Ausgestaltung des Ordnungsrahmens hat. Nach Auffassung der Monopolkommission ist zu befürchten, dass die zu beobachtenden Konsolidierungsprozesse in Verbindung mit konzeptionellen und verfahrensmäßigen Problemen bei der Regulierung des Netzzugangs den Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft weitgehend zum Erliegen bringen könnten. Die Monopolkommission sieht sich daher veranlasst, zu den aktuellen Wettbewerbsproblemen auf den liberalisierten Strommärkten Stellung zu nehmen.

**1111.** Ein wesentliches Hindernis für den Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft stellen die nach wie vor außerordentlich hohen Netznutzungsentgelte in Deutschland dar. Die Monopolkommission hat bereits in ihrem letzten Hauptgutachten die wenig effektive Missbrauchsaufsicht des Bundeskartellamtes über den Netzzugang in der Stromwirtschaft kritisiert und die Einführung einer Ex-ante-Regulierung empfohlen. Neben einer effektiven Regulierung des Netzzugangs sind funktionsfähige Großhandelsmärkte von entscheidender Bedeutung für die Wettbewerbsentwicklung in der Elektrizitätswirtschaft. Stromgroßhandelsmärkte sind in besonderer Weise anfällig für Manipulationen durch marktmächtige Anbieter. So waren strategi-

sche Preismanipulationen marktmächtiger Erzeugungsunternehmen zumindest teilweise mitverantwortlich für den Zusammenbruch des kalifornischen Stromversorgungssystems im Winter 2001. Entsprechende Preisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt haben auch in Deutschland Anlass zu Diskussionen gegeben. Die Manipulationsanfälligkeit von Stromgroßhandelsmärkten stellt die Wettbewerbspolitik insofern vor besondere Aufgaben, als selbst kleine Anbieter bei engen Märkten über beträchtliche Marktmacht verfügen. Wettbewerbspolitischen Handlungsbedarf sieht die Monopolkommission auch hinsichtlich der Ausgestaltung der Marktregeln auf den Märkten für die Bereitstellung von Regelenergie.

**1112.** Die wettbewerbspolitischen Probleme auf liberalisierten Strommärkten werden in der vorliegenden Stellungnahme der Monopolkommission anhand des Fallbeispiels England veranschaulicht. Die langjährigen Erfahrungen, die in England sowohl mit einer anreizorientierten Ex-ante-Preisregulierung der Netzbereiche als auch mit Marktmachtproblemen auf den Stromgroßhandelsmärkten vorliegen, liefern Erkenntnisse, die auch vor dem Hintergrund der derzeit zur Diskussion stehenden Neugestaltung des elektrizitätswirtschaftlichen Ordnungsrahmens in Deutschland von Interesse sind.

## ***2. Wertschöpfungsstufen und technische Eigenschaften der Elektrizitätsversorgung***

**1113.** Die Elektrizitätsversorgung lässt sich hinsichtlich der mit ihr verbundenen physikalisch-technischen Aktivitäten in die vertikalen Stufen Stromerzeugung, Stromübertragung, Systembetrieb und Stromverteilung unterteilen. Wesentliche kaufmännische Funktionen sind der Stromverkauf an Letztverbraucher (Stromeinzelhandel) sowie der Stromverkauf von Erzeugern an Weiterverteiler und Einzelhändler (Stromgroßhandel). Die traditionelle Auffassung, nach der die Stromversorgung in ihrer Gesamtheit als natürliches Monopol anzusehen ist, ist mittlerweile einer differenzierteren ökonomischen Betrachtung gewichen, wonach zumindest in Teilbereichen, hierzu zählen die Stromerzeugung sowie der Groß- und Einzelhandel, Wettbewerb grundsätzlich möglich ist. Die natürlichen, dem Wettbewerb grundsätzlich nicht zugänglichen Monopolbereiche beschränken sich auf die Stromübertragung, den Systembetrieb sowie die Stromverteilung.

### ***2.1 Stromerzeugung***

**1114.** Auf die Stromerzeugung entfällt ein Drittel bis knapp die Hälfte der Wertschöpfung in der Elektrizitätswirtschaft. Zur Stromerzeugung werden Kraftwerke mit unterschiedlichen Technologien eingesetzt, die sich hinsichtlich der Intensität des Brennstoff- und Kapitaleinsatzes unterscheiden und insofern auch unterschiedliche spezifische Kostenstrukturen aufweisen. Während kapitalintensive Erzeugungstechnologien mit relativ geringen variablen Brennstoffkosten produzieren, gehen umgekehrt geringe Kapitalkosten mit vergleichsweise hohen variablen Kosten einher. Kraftwerke unterscheiden sich in technischer Hinsicht auch danach, inwiefern sie in der Lage sind, ihre Stromproduktion sehr kurzfristig zu erhöhen bzw. zu drosseln. Unter Kostengesichtspunkten und in technischer Hinsicht sind Stromerzeugungsanlagen daher in unterschiedlicher Weise geeignet, verschiedene Stromarten wie beispielsweise Grund- oder Spitzenlaststrom bereitzustellen.

**1115.** Die unterschiedlichen Anforderungen an die Stromerzeugung sind eine Folge der im Zeitablauf stark schwankenden Stromnachfrage und der Nichtspeicherbarkeit von Strom. Die

Stromnachfrage der Endverbraucher zeichnet sich durch ausgeprägte zyklische Schwankungen aus. Sie variiert systematisch mit der Tageszeit, dem Wechsel von Arbeitstagen und Wochenenden sowie mit der Jahreszeit. Da die individuellen Verbrauchsmengen der Haushaltskunden darüber hinaus zu jedem Zeitpunkt positiv miteinander korreliert sind, vervielfacht sich die Schwankungsbreite der Gesamtnachfrage beträchtlich. Dies gilt analog für die Gruppe der Industriekunden. Besonders ausgeprägt sind vor allem die im Tagesablauf auftretenden Nachfrageschwankungen. Da Strom nicht speicherbar ist, muss sich die Stromerzeugung jederzeit an die nachgefragte Menge anpassen. Die insgesamt vorzuhaltende Erzeugungskapazität richtet sich damit an der jeweiligen Systemspitzenlast aus. In Zeiten geringer Nachfrage bleibt ein Teil der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität ungenutzt. Um unter diesen Bedingungen eine kostengünstige Stromversorgung zu ermöglichen, wird bei der Erzeugung auf unterschiedliche Kraftwerkstypen zurückgegriffen. Kraftwerke, die eingesetzt werden, um die Lastspitzen abzudecken und daher eine entsprechend niedrige jährliche Laufzeit haben, zeichnen sich durch geringe Kapitalkosten und vergleichsweise hohe variable Kosten aus. Bei geringer jährlicher Auslastungsdauer weisen diese Spitzenlastkraftwerke geringere Durchschnittskosten auf als die zur Deckung der Grund- und Mittellast herangezogenen Kraftwerke. Da Spitzenlastkraftwerke unter Umständen mehrmals täglich zu- und abgeschaltet werden, sollten außerdem die An- und Abfahrkosten möglichst gering sein. Zu den Spitzenlastkraftwerken zählen in Deutschland vor allem Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke. Kapitalintensive Technologien mit hohen Fixkosten und relativ geringen variablen Kosten eignen sich dagegen besonders gut für den gleichmäßigen Betrieb im Bereich der Grundlast. Ihre jährliche Auslastungsdauer ist vergleichsweise hoch. Zur Deckung der Grundlast werden in Deutschland vor allem Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke eingesetzt, während Steinkohlekraftwerke, die technisch für häufigeren Lastwechsel besser geeignet sind, vor allem im Bereich der Mittellast Verwendung finden. Durch den Einsatz diversifizierter Erzeugungstechnologien können die Gesamtkosten der Lastdeckung minimiert werden. Der kostenminimierende Einsatz der Kraftwerke wird auch als Kraftwerksabruf nach der Merit Order bezeichnet.

**1116.** Die Erzeugungsebene ist aufgrund des Fortschritts in der Turbinentechnik und der damit einhergehenden Verringerung der effizienten Kraftwerksgröße mittlerweile unumstritten als wettbewerbsfähig anzusehen. Die technisch effizienten Kraftwerksgrößen liegen mit 100-1.000 MW für die verschiedenen Kraftwerkstypen deutlich unter der Gesamtkapazität des deutschen Stromsystems von ca. 120 GW. Vor allem im Bereich der Stromerzeugung lässt eine Intensivierung des Wettbewerbs zumindest mittelfristig erhebliche Effizienzverbesserungen erwarten. Zu betonen ist in diesem Zusammenhang die außerordentlich wichtige Funktion des Wettbewerbs für die Durchsetzung technischen Fortschritts in der Elektrizitätserzeugung. Vor dem Hintergrund der Klimaschutzpolitischen Herausforderungen und der Tatsache, dass fossil befeuerte Kraftwerke auch in den kommenden Jahren eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung spielen werden, stellt die technologischen Weiterentwicklung der konventionellen Kraftwerkstypen eine wichtige Zukunftsaufgabe dar. Mit zunehmender Wettbewerbsintensität werden darüber hinaus Innovationsprozesse im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung, der dezentralen Stromerzeugung und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angestoßen, wie internationale Erfahrungen, beispielsweise aus den USA, belegen. Dort wurde bereits im Jahr 1978 mit dem Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) der Marktzutritt für kleine unabhängige Erzeugungsunternehmen in die bis dahin geschlossenen Versorgungsgebiete der vertikal integrierten Monopolunternehmen ermöglicht. Der PURPA verpflichtete die etablierten Versorgungsunternehmen den Strom dieser sog. qualifizierten Erzeugungsunternehmen, zu denen kleine auf regenerativen Energien basierende Kraftwerke und

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zählten, zu regulierten Preisen anzukaufen. Mit dem Energy Policy Act (EPA) von 1992 wurden die Marktzutrittsmöglichkeiten unabhängiger Stromerzeuger zusätzlich erweitert. Mit dem In-Kraft-Treten des PURPA und des EPA stiegen die Aktivitäten unabhängiger Erzeugungsunternehmen deutlich an. Dies führte nicht nur zu einer beschleunigten Ausbreitung neuer effizienter Kraftwerkstechnologien sondern verdeutlichte auch die bestehenden Ineffizienzen der etablierten Stromerzeuger. Marktbeobachter des Elektrizitätssektors in den USA gelangten daher zu der Auffassung, dass ohne das Engagement kostenbewusster unabhängiger Stromerzeuger die technologische Entwicklung sehr viel langsamer verlaufen wäre.<sup>1</sup>

Wettbewerblich organisierte Stromerzeugungsmärkte sind allerdings aufgrund der besonderen technischen und ökonomischen Bedingungen der Stromversorgung, insbesondere der unelastischen Nachfrage sowie der zumindest in Spitzenlastperioden ebenfalls geringen Preiselastizität des Angebots, in besonderem Maße anfällig für das Ausüben horizontaler Marktmacht.

Haushaltskunden haben in der Regel nur wenig Möglichkeiten, ihre Stromnachfrage kurzfristig an steigende Preise anzupassen. Bei Industriekunden ist eine Anpassung der Nachfrage an steigende Strompreise in begrenztem Umfang möglich, wie der Abschluss unterbrechbarer Stromlieferverträge zeigt, bei denen die Abnehmer bereit sind, sich in vertraglich festgelegten Situationen gegen entsprechende Preisnachlässe von der Stromversorgung abschalten zu lassen. Die geringe Preiselastizität der Stromnachfrage bedeutet, dass eine Rationierung der nachgefragten Menge über eine Erhöhung des Preises nur sehr beschränkt möglich ist. Insbesondere in Spitzenlastzeiten, in denen nahezu die gesamte Erzeugungskapazität zur Lastdeckung benötigt wird, ist auch die Elastizität des Stromangebots äußerst gering. Vergleichsweise kleine Lastanstiege können dann zu beträchtlichen Preissteigerungen auf dem Großhandelsmarkt führen. Diese ökonomischen Rahmenbedingungen erleichtern strategisches Angebotsverhalten marktmächtiger Erzeugungsunternehmen, die durch Zurückhalten von Produktionskapazitäten erhebliche Preissteigerungen herbeiführen können, ohne mit einem nennenswerten Rückgang der abgesetzten Menge oder einem großen Verlust an Marktanteilen rechnen zu müssen. Internationale Erfahrungen zeigen, dass hierfür weder ein hochkonzentrierter Markt noch explizite Absprachen zwischen den Anbietern notwendig sind.<sup>2</sup>

Ein wettbewerblich funktionsfähiger Stromgroßhandelsmarkt setzt daher mehr noch als andere Märkte eine hinreichend große Anzahl unabhängiger Anbieter voraus. Insofern kommt in konzentrierten Märkten dem Marktzutritt unabhängiger Erzeugungsunternehmen eine wesentliche Bedeutung zu. Investitionen in Erzeugungsanlagen sind jedoch aufgrund des hohen Kapitalbedarfs und der langen Lebensdauer von Kraftwerksanlagen sowie aufgrund der Tatsache, dass sie weitgehend als versunken betrachtet werden können, mit erheblichen Risiken verbunden. Die resultierenden Markteintrittsbarrieren vergrößern die Preissetzungsspielräume etablierter Anbieter. Wettbewerbsprobleme aufgrund horizontaler Konzentration im Erzeugungsbereich werden durch Netzengpässe, die die räumliche Ausdehnung des Marktes begrenzen, zusätzlich verschärft. Netzengpässe treten derzeit vor allem an den grenzüberschreitenden Kuppelstellen auf, innerhalb Deutschlands spielen sie bisher noch keine Rolle.

---

1 Vgl. Joskow, P., *Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector*, Februar 2000, Revised Discussion Draft, [http://econ-www.mit.edu/faculty/?prof\\_id=pjoskow&type=paper](http://econ-www.mit.edu/faculty/?prof_id=pjoskow&type=paper), S. 19.

2 Vgl. Tz. 1211 f., 1230 ff.

## 2.2 Stromübertragung

### 2.2.1 Netzbetrieb

**1117.** Der Stromtransport erfolgt über Leitungen, die nach ihren Spannungsebenen unterschieden werden. Als Stromübertragung wird der großräumige Transport im Höchst- und Hochspannungsnetz (320 bzw. 220 kV) vom Ort der Erzeugung bis zur Region der Verteilung bezeichnet. Im Unterschied dazu umfasst die lokale Stromverteilung den Transport des Stroms von einer Übergabestelle des Übertragungsnetzes (Netzknotenpunkt) in Mittel- und Niederspannungsnetzen bis zum Endverbraucher. Großkraftwerke, auf die der überwiegende Teil der Stromerzeugung entfällt, sind an das Höchst- und Hochspannungsnetz angeschlossen, während kleinere, dezentrale Erzeugungsanlagen auch auf unteren Spannungsebenen in das Netz einspeisen. Endverbraucher sind bis auf wenige Ausnahmen nicht an das Übertragungsnetz angeschlossen.

**1118.** Ökonomisch sind sowohl der Betrieb des Übertragungsnetzes als auch die Stromverteilung als natürliches Monopol zu charakterisieren. Die Eigenschaft des natürlichen Monopols geht bei der Stromübertragung vor allem auf die technische Steuerungsfunktion des Systembetriebs zurück, bei der Stromverteilung resultiert sie aus den bei der Errichtung der Verteilnetze anfallenden hohen Kapitalkosten und den damit verbundenen Skaleneffekten. Die bei Investitionen in die Leitungsnetze anfallenden Kosten sind darüber hinaus weitgehend als versunken zu betrachten. Aufgrund von Größenvorteilen stellt der parallele Leitungsbau abgesehen von Einzelfällen keine wirtschaftlich relevante Alternative dar. Der Zugang zu den Übertragungsnetzen ist eine notwendige Voraussetzung für die wirtschaftliche Betätigung auf den vor- und nachgelagerten Erzeugungs- und Versorgungsmärkten. Als natürliche Monopole sind die Übertragungs- und Verteilnetze einer staatlichen Preisaufsicht zu unterwerfen, die gewährleistet, dass einerseits ein Missbrauch durch monopolistisch überhöhte Netznutzungsentgelte vermieden wird und andererseits der jeweilige Netzbetreiber ausreichende Erlöse erwirtschaftet, um die notwendige Instandhaltung der Netze vorzunehmen.

### 2.2.2 Systembetrieb

**1119.** Die wirtschaftliche Funktion der Übertragungsnetze beschränkt sich nicht auf die Ausschöpfung von Größenvorteilen beim Stromtransport im engeren Sinne, sondern dient auch der Realisierung von Größen- und Verbundvorteilen beim Kraftwerkseinsatz. Im Gegensatz zu den Verteilnetzen, die üblicherweise nicht miteinander verbunden sind und in der Regel gerichtete Stromflüsse vom Übertragungsnetz zum Verbraucher aufweisen, bilden die Übertragungsnetze einen eng vermaschten Netzverbund mit häufig wechselnder Richtung der Stromflüsse. In einem Verbundnetz wird die Gesamtnachfrage durch alle angeschlossenen Kraftwerke gleichzeitig bedient, wobei eine paarweise Zuordnung von Erzeugern und Abnehmern nicht möglich ist. Veränderungen der Stromflüsse an einzelnen Einspeise- und Entnahmepunkten, beispielsweise aufgrund des Ausfalls eines Kraftwerks, wirken sich grundsätzlich auf das gesamte Netz aus. Durch den Netzverbund können beträchtliche Systemgrößenvorteile realisiert werden. Zum einen sinkt die insgesamt vorzuhaltende Kraftwerkskapazität, da die Spitzenlasten der einzelnen Nachfragegruppen nicht vollständig gleichzeitig auftreten, so dass die erforderliche Gesamtkapazität des Systems geringer ist als die Summe der einzelnen Spitzenlasten. Dies trifft auch auf die für technische Störungen vorzuhaltende Reservekapazität zu, die mit der Größe des Systems ebenfalls abnimmt. Ein weiterer Systemgrößenvorteil ergibt sich aus der Verbesserung des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes. Durch den Zusammen-

schluss einer größeren Anzahl von Kraftwerken mit unterschiedlichen Kostenstrukturen lassen sich die Gesamtkosten der Bedarfsdeckung verringern.

**1120.** Der Systembetrieb umfasst die kurzfristige technische Koordination des Kraftwerkseinsatzes mit der im Zeitablauf fluktuierenden Nachfrage der Endverbraucher unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Übertragungsnetzkapazitäten (Systemausgleich). Die Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs erfordert, dass Stromeinspeisungen und -entnahmen zu jedem Zeitpunkt exakt ausgeglichen werden. Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit von Strom bedeutet dies, dass die erzeugte Strommenge jederzeit der nachgefragten Strommenge entsprechen muss. Die tatsächlich nachgefragten Mengen sind ebenso wie die tatsächliche Verfügbarkeit von Kraftwerken, die aufgrund technischer Störungen kurzfristig ausfallen können, nicht exakt zu prognostizieren. Als Folge wird es regelmäßig zu ungeplanten Abweichungen zwischen Stromeinspeisungen und Stromentnahmen kommen. Der für den Systemausgleich verantwortliche Systembetreiber muss daher jederzeit in der Lage sein, durch kurzfristiges Zu- und Abschalten flexibler Kraftwerke den Ausgleich zwischen Einspeisungen und Entnahmen wiederherzustellen. Hierzu muss er über einen entsprechenden Zugriff auf die an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen verfügen. In der Praxis erstellt der Systembetreiber gewöhnlich einen Tag im Voraus den Kraftwerkseinsatzplan für den gesamten Folgetag auf der Grundlage der von den Händlern angemeldeten Fahrpläne und unter Berücksichtigung eventueller Netzengpässe. Abweichungen von den geplanten Ein- und Ausspeisungen werden durch Rückgriff auf speziell hierfür reservierte Regelkraftwerke ausgeglichen, die technisch in der Lage sein müssen, ihre Produktion sehr kurzfristig zu erhöhen bzw. zu drosseln. Der Systembetreiber ist neben dem physikalischen Systemausgleich in der Regel auch für den finanziellen Ausgleich der individuellen Abweichungen der Händler von ihren angemeldeten Fahrplänen, d.h. für die Administration der bei Mindereinspeisungen zu leistenden Zahlungen bzw. bei Mehreinspeisungen anfallenden Vergütungen zuständig.

**1121.** Die notwendigerweise zentral auszuübende Koordinationsfunktion des Systembetreibers stellt ihrer Natur nach ein natürliches Monopol dar. Der Systembetreiber ist daher grundsätzlich der einzige Nachfrager nach Regelenergie. Dagegen kann die Beschaffung von Regelenergie durch den Systembetreiber auf wettbewerbliche Weise erfolgen. Im Rahmen der traditionellen Organisation der Stromwirtschaft, die durch eine weitgehende vertikale Integration von Stromerzeugung und Betrieb des Übertragungsnetzes gekennzeichnet war, erfolgte die Bereitstellung der Regelenergie für den Systemausgleich durch den Übertragungsnetzbetreiber, der hierfür auf seine eigenen Erzeugungskapazitäten zurückgriff. Mit der Liberalisierung und Marktöffnung lässt sich die Beschaffung von Regelenergie wettbewerblich organisieren. Hierzu schreibt der Systembetreiber seinen Bedarf an regelfähigen Kraftwerkskapazitäten aus und kontrahiert die entsprechende Leistungsvorhaltung auf der Basis der eingegangenen Preisgebote. Die Ausschreibungsverfahren für Regelenergie können kurzfristig, bis wenige Stunden vor dem jeweiligen Lieferzeitpunkt, durchgeführt werden. An dem Vergabeprozess können sich alle an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke beteiligen, die über entsprechend flexible Anlagen verfügen. Grundsätzlich stellen sich auf dem Regelenergiemarkt dieselben Wettbewerbsprobleme durch horizontale Marktmacht von Erzeugungsunternehmen wie auf dem Großhandelsmarkt generell. Ein wettbewerblich funktionsfähiger Regelenergiemarkt setzt daher eine hinreichend große Anzahl von Anbietern mit entsprechend geeigneten Regelkraftwerken zur Vermeidung strategischen Angebotsverhaltens voraus.

### 2.3 Stromverteilung

**1122.** Die Stromverteilung, auf die ca. 30-50 % der Wertschöpfung in der Stromwirtschaft entfallen, umfasst den regionalen und lokalen Stromtransport über Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze vom Übergabepunkt des Übertragungsnetzes bis zum Endverbraucher. Während große Industriekunden direkt an das 110-kV-Hochspannungsnetz oder an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, erfolgt die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden aus dem Niederspannungsnetz. Im Unterschied zum Übertragungsnetz sind die Verteilnetze in der Regel nicht direkt miteinander verbunden. Sie stellen aber ebenso wie die Übertragungsnetze natürliche Monopole dar und machen eine entsprechende Preisaufsicht erforderlich.

## 3. Gesetzlicher Rahmen und Regulierungspraxis

### 3.1 Der gesetzliche Regulierungsrahmen

**1123.** Den Anstoß zur Reform des deutschen Energiewirtschaftsrechts und zur wettbewerblichen Öffnung des Strommarktes gab die am 19. Februar 1997 in Kraft getretene europäische Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität (EltRL).<sup>3</sup> Die europarechtlichen Vorgaben der EltRL wurden durch das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom April 1998 (EnWG) in nationales Recht umgesetzt. Dabei ging der deutsche Gesetzgeber im Bereich der Marktöffnung für Endkunden über die europarechtlichen Vorgaben hinaus, während er sich in Hinblick auf die Fragen des Netzzugangs und der vertikalen Entflechtung an den Mindestanforderungen der Binnenmarktrichtlinie orientierte. Eine erste Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes erfolgte im Mai 2003 durch das Erste Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Dieses Gesetz diente der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie für Gas, enthielt aber auch für den Strombereich relevante Änderungen. Neuer Handlungsbedarf ergibt sich für den deutschen Gesetzgeber derzeit durch die im Juni 2003 auf europäischer Ebene erlassenen sog. Beschleunigungsrichtlinien für Strom und Gas, mit denen der Liberalisierungsprozess in diesen Sektoren weiter vorangetrieben werden soll.<sup>4</sup>

**1124.** Mit der 1998 erfolgten Neufassung des Energierechts war seitens des Gesetzgebers das Ziel einer stärkeren wettbewerblichen Ausrichtung des energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens verbunden. Dem dienten zum einen die Abschaffung der kartellrechtlichen Freistellung für Energieversorgungsunternehmen im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) und zum anderen die Einrichtung eines speziellen energie- und kartellrechtlichen Durchleitungstatbestandes. Durch die Aufhebung der Freistellungsregelung des § 103 Abs. 1 GWB a.F. und damit der kartellrechtlichen Zulässigkeit von Demarkationsabsprachen und ausschließlichen Wegebenutzungsrechten in Konzessionsverträgen wurden die wichtigsten rechtlichen Schranken für den Marktzutritt in die bis dahin geschlossenen Versorgungsgebiete beseitigt. Endverbraucher erhielten damit grundsätzlich die Möglichkeit, ihren Stromversorger

<sup>3</sup> Vgl. Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG Nr. L 27 vom 30. Januar 1997, S. 20.

<sup>4</sup> Vgl. Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABl. Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 37; Richtlinie 2003/55/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABl. Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 57.

frei zu wählen. Faktisch sollte der Wettbewerb durch den in § 6 EnWG geregelten, das allgemeine Kartellrecht flankierenden Anspruch auf Netzzugang für dritte Unternehmen ermöglicht werden.

**1125.** Hinsichtlich der Entflechtung horizontal und vertikal integrierter Elektrizitätsversorgungsunternehmen wurde bei der Liberalisierung auf tiefgreifende Einschnitte in die Marktstruktur verzichtet. In Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie sieht das Energiewirtschaftsgesetz für vertikal integrierte Unternehmen lediglich die getrennte Kontenführung für die Bereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie für sonstige Aktivitäten außerhalb des Elektrizitätsbereichs vor. Übertragungsnetzbetreiber haben darüber hinaus das Übertragungsnetz als eigene Betriebsabteilung zu führen. Damit wurde auf eine eigentumsrechtliche Trennung der natürlichen Monopole im Netz von den grundsätzlich wettbewerbsfähigen Aktivitäten in der Erzeugung und Versorgung verzichtet.

**1126.** Zentrale Voraussetzung für den Wettbewerb auf der vor- und nachgelagerten Ebene in der Stromversorgung ist die Öffnung der Übertragungs- und Verteilnetze für Durchleitungen dritter Unternehmen. Der Zugang zum Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgt gemäß § 5 EnWG nach dem System des verhandelten Netzzugangs. In die konkrete Ausgestaltung der rechtlichen und wirtschaftlichen Netzzugangsbedingungen hat der Gesetzgeber darüber hinaus nicht eingegriffen. Insbesondere enthält das Energiewirtschaftsgesetz keine Regelungen oder Kriterien zur Bestimmung der Höhe der Netznutzungsentgelte. Die Ausgestaltung der Netzzugangsbedingungen und die Festlegung der Netznutzungsentgelte bleibt im Modell des verhandelten Netzzugangs grundsätzlich den Marktteilnehmern überlassen. § 6 Abs. 1 EnWG sieht lediglich vor, dass die Bedingungen der Netznutzung nicht ungünstiger sein dürfen als die, die in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb des eigenen oder gegenüber verbundenen Unternehmen in Rechnung gestellt werden. In Ergänzung zum Energiewirtschaftsgesetz haben die energiewirtschaftlich einschlägigen Verbände die Rahmenbedingungen für den Netzzugang und die Kalkulation der Netzzugangsentgelte auf privatrechtlichem Wege in Form der sog. Verbändevereinbarungen festgelegt, die im Zeitablauf mehrfach modifiziert wurden. Die zuletzt geltende Version, die sog. Verbändevereinbarung Strom II plus war bis Ende 2003 gültig. Die Verbände haben angesichts der bevorstehenden Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und der beabsichtigten Einführung einer Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasbereich auf eine Weiterbearbeitung der Verbändevereinbarung verzichtet. Offensichtlich waren aber auch die Möglichkeiten, die Modalitäten des Netzzugangs auf dem Verhandlungswege konsensual zu regeln, weitgehend ausgeschöpft. Über verbleibende zentrale Streitfragen wie die Ermittlung der Netzentgelthöhe konnten die teilnehmenden Verbände über die wenig konkreten allgemeinen Richtlinien der Verbändevereinbarung Strom II plus hinaus keine Einigung mehr erzielen.

Mit dem Modell des verhandelten Netzzugangs wurde auf eine explizite regulatorische Kontrolle der Netzzugangsmodalitäten und der Höhe der Netznutzungsentgelte durch eine sektorspezifische Regulierungsbehörde verzichtet. Der Missbrauchsaufsicht des Bundeskartellamtes kommt daher eine zentrale Rolle für die Durchsetzung des Netzzugangsanspruchs und somit für die wettbewerbliche Entwicklung der Strommärkte zu. Der Gesetzgeber hat dem insoweit Rechnung getragen, als er mit der im Jahr 2003 erfolgten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes den Sofortvollzug kartellrechtlicher Verfügungen im Bereich der Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Stellungen bei Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen zum Regelfall machte. Mit dieser Regelung sollte erreicht werden, dass Netzbetreiber, die sich missbräuchlich verhalten, Wettbewerber nicht allein durch langjährige Rechtsstreitigkeiten vom Marktzutritt abhalten können. Gleichzeitig wurde § 6 Abs. 1 EnWG, die Vor-



schrift über den verhandelten Netzzugang, dahingehend ergänzt, dass die Bedingungen, zu denen Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ihr Netz für Durchleitungen zur Verfügung zu stellen haben, „guter fachlicher Praxis“ entsprechen müssen. Die Erfüllung der Bedingung guter fachlicher Praxis wird vermutet, wenn die Verbändevereinbarung Strom II plus eingehalten wird, es sei denn, dass die Anwendung der Vereinbarung insgesamt oder die Anwendung einzelner Regelungen der Vereinbarung nicht geeignet ist, wirksamen Wettbewerb zu gewährleisten. § 19 Abs. 4 und § 20 Abs. 1 und 2 GWB bleiben nach dem Wortlaut des Gesetzes unberührt.

### **3.2 Inhalt und Entwicklung der Verbändevereinbarung**

#### **3.2.1 Netzzugangsmo- dell**

**1127.** In Deutschland werden die Rahmenbedingungen des Netzzugangs und der Kalkulation der Netzzugangsentgelte durch die Verbändevereinbarungen bestimmt, die im Zuge mehrfacher Modifikationen von einigen explizit diskriminierenden und wettbewerbshemmenden Regelungen befreit wurden. In der Verbändevereinbarung Strom I, die am 22. Mai 1998 verabschiedet wurde, war der Netzzugang Dritter noch als Punkt-zu-Punkt-Durchleitung konzipiert. Bei diesem transaktionsbezogenen Netzzugangsmo-  
dell musste die Durchleitung für jeden einzelnen Liefervertrag separat geregelt und mit jedem von einer Durchleitung betroffenen Netzbetreiber ein gesonderter Durchleitungsvertrag geschlossen werden. Hinzu kamen komplizierte und aufwendige Regelungen für die Fahrplananmeldung und -genehmigung, die mit erheblichen Transaktionskosten verbunden waren. Das derart konzipierte Netzzugangsmo-  
dell war von vornherein ungeeignet für die Entwicklung des Massengeschäftes mit Kleinverbrauchern und behinderte die Entstehung eines Spotmarktes für den physischen Stromhandel. Die Durchleitungsentgelte, die in Abhängigkeit von der Entfernung zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt kalkuliert wurden, schlossen Dritte von den Durchmischungsvorteilen eines vermaschten Netzes aus und bevorteilten die ortsansässigen Anbieter.

**1128.** Das transaktionsgebundene Punkt-zu-Punkt-Modell wurde mit der Verabschiedung der Verbändevereinbarung Strom II am 13. Dezember 1999 zugunsten eines transaktionsunabhängigen Punktmodells mit entfernungsunabhängigen Netzzugangsentgelten abgelöst.<sup>5</sup> Bei diesem Modell zahlen Händler und Verbraucher einen Entnahmetarif an denjenigen Netzbetreiber, aus dessen Netz sie Strom entnehmen, und erhalten damit Zugang zum gesamten deutschen Stromnetz. Bei der Kalkulation der Netzzugangsentgelte werden die anteiligen Kosten der jeweils vorgelagerten Netzebenen von Netzebene zu Netzebene weitergewälzt. Damit entrichtet jeder Netznutzer ein Entgelt für die Netzebene, an die er angeschlossen ist, sowie für alle vorgelagerten Netzebenen. Im Unterschied zur vorherigen Regelung ist somit nur noch ein einziger Vertrag zwischen Netznutzer und Netzbetreiber notwendig. Mit einer vereinfachten Fahrplanabwicklung und der Einführung standardisierter Lastprofile wurden außerdem die Voraussetzungen für die Öffnung des Kleinkundenmarktes geschaffen. Erheblich verbessert wurden auch die Regelungen zum Bilanzausgleich. Innerhalb einer Regelzone können Strom-

---

5 Die zweite Verbändevereinbarung teilte Deutschland in zwei Tarifzonen, eine Süd- und eine Nordzone, ein. Entfernungsunabhängig waren die Netzzugangsentgelte nur innerhalb der jeweiligen Tarifzone. Für Stromtransporte zwischen der Süd- und der Nordzone fiel ein Transportentgelt in Höhe von 0,25 Pf/kWh an. Diese Regelung wurde mit den vom Bundeskartellamt und der EU-Kommission im Rahmen der Fusionen VEBA/VIAG und RWE/VEW verhängten Auflagen gegenstandslos und ist in der Verbändevereinbarung Strom II plus nicht mehr enthalten. Mit dem Beschluss des Florenzer Forums vom 9. Juli 2003 in Rom werden ab dem 1. Januar 2004 für grenzüberschreitende Stromtransaktionen im Binnenmarkt keine weiteren Netzentgelte erhoben. Damit ist auch das in der dritten Fassung der Verbändevereinbarung noch vorgesehene Transportentgelt für grenzüberschreitende Stromlieferungen abgeschafft.

versorger oder Händler ihre Einspeisungen und Entnahmen in sog. Bilanzkreisen zusammenfassen und haben nur noch den verbleibenden Saldo mit dem Übertragungsnetzbetreiber abzurechnen. Auf diese Weise können die Stromversorger und Händler in stärkerem Maße von den Durchmischungsvorteilen im Netz profitieren.

**1129.** Das in der Verbändevereinbarung Strom II festgelegte Netzzugangsmodell und die dort verabredete grundsätzliche Struktur der Netznutzungsentgelte wurden in der dritten Version der Verbändevereinbarungen, der Verbändevereinbarung Strom II plus, die am 13. Dezember 2001 unterzeichnet wurde und bis zum 31. Dezember 2003 gültig war, beibehalten. Mit der Verbändevereinbarung Strom II plus wurden weitere Verbesserungen im Bereich des Netzzugangs für Kleinkunden vorgenommen. Diese betrafen die Abschaffung des von den Kartellbehörden als diskriminierend beurteilten Doppelvertragsmodells, nach dem nicht nur der Stromlieferant, sondern auch der Endkunde mit dem jeweiligen Netzbetreiber einen Netznutzungsvertrag abzuschließen hatten, und die Aussetzung der Erhebung von gesonderten Entgelten beim Lieferantenwechsel.

### *3.2.2 Preisfindungsprinzipien*

**1130.** Die Verbändevereinbarung Strom II plus regelt in ihrer Anlage 3 (Preisfindungsprinzipien), welche Kriterien und Maßstäbe der Berechnung von Netznutzungsentgelten für die Durchleitung von Strom zugrunde zu legen sind. Grundsätzlicher Maßstab der Preisbildung sind die Kosten einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung. Die Preisermittlung erfolgt anhand des handelsrechtlichen Jahresabschlusses bezogen auf die Bereiche Stromübertragung und Stromverteilung sowie auf der Basis einer kalkulatorischen Kostenrechnung. Für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungsbeträge auf die benötigten Anlagegüter und die Ermittlung der risikoadäquaten, kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung enthalten die Preisfindungsprinzipien allgemeine Kalkulationsschemata.

**1131.** Die Kostenbetrachtung wird ergänzt durch einen Vergleich der Netznutzungsentgelte zwischen den verschiedenen Netzbetreibern, der Hinweise auf eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung liefern soll. Die Verbändevereinbarung Strom II plus sieht dafür ein standardisiertes Verfahren vor, bei dem zunächst jeder Netzbereich eines Netzbetreibers anhand von drei Strukturkriterien einer Strukturklasse zugeordnet wird. Die Zuordnung soll dazu dienen, für Preisvergleiche ähnlich strukturierte Unternehmen zu identifizieren. Niederspannungsnetze werden anhand der Strukturkriterien Einwohnerdichte (drei Ausprägungen), Verkabelungsgrad (drei Ausprägungen) und Lage der Netze in West- bzw. Ostdeutschland klassifiziert, Mittel- und Hochspannungsleitungen anhand der Kriterien Abnahmedichte (drei Ausprägungen), Verkabelungsgrad (drei Ausprägungen) und Lage des Netzes in West- bzw. Ostdeutschland. Insgesamt ergeben sich für jede Spannungsebene 18 Strukturklassen. Bei den Höchstspannungsnetzen wird aufgrund der geringen Anzahl von Netzbetreibern auf die Festlegung von Strukturmerkmalen verzichtet. Der Verband der Netzbetreiber (VDN) ermittelt in halbjährlichem Abstand für jede der insgesamt 54 Strukturklassen das durchschnittliche Netzzugangsentgelt, das aus den ungewichteten Mittelwerten für verschiedene charakteristische Abnahmefälle der jeweiligen Spannungsebene gebildet wird. Sofern die Netznutzungsentgelte eines Netzbetreibers im Mittel der charakteristischen Abnahmefälle innerhalb einer Streubreite der höchsten 30 % aller in einer Strukturklasse erfassten Netzentgelte liegen, hat der Netzbetreiber auf Anforderung des Netznutzers die Angemessenheit seiner Netznutzungsentgelte vor einer Schiedsstelle nachzuweisen.

Die Auswertungen des VDN liegen bisher für vier Stichtage (10. Oktober 2002, 18. März 2003, 7. Oktober 2003, 10. April 2004) vor.<sup>6</sup> Insgesamt haben sich die durchschnittlichen Netzzugangsentgelte zwischen Oktober 2002 und April 2004 nur marginal verändert. Während sie im Mittel- und Niederspannungsbereich um 2,1 % bzw. 1,6 % sanken, sind die Netzzugangsentgelte im Hochspannungsbereich um 2,7 % gestiegen. Nach Aussage des VDN wurde eine stärkere Absenkung der Netzzugangsentgelte durch die Erhöhung der Höchstspannungsentgelte in allen vier Regelzonen um jeweils 15-20 % verhindert. Bemerkenswert ist die große Streuung der Einzelentgelte innerhalb der verschiedenen Strukturklassen. Im Niederspannungsbereich liegt der höchste Preis um 150 % über dem niedrigsten, im Mittelspannungsbereich um 120 %.

**1132.** Durch die mehrfach modifizierte Verbändevereinbarungen wurden wettbewerbsbehindernde Regelungen für den Netzzugang und die grundsätzliche Struktur der Netzzugangsentgelte abgebaut, so dass der Durchleitungswettbewerb in der Stromwirtschaft insoweit weitgehend reibungslos funktioniert, als explizit diskriminierende Elemente beim Netzzugang nur noch eine untergeordnete Rolle spielen. Das Haupthindernis für den Durchleitungswettbewerb in der Stromwirtschaft stellt derzeit das generell hohe Niveau der Netznutzungsentgelte in Deutschland dar. Im Rahmen der Verbändevereinbarung Strom II plus lässt sich das Problem missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte jedoch nicht in den Griff bekommen. Die Verbändevereinbarung Strom II plus enthält keine konkreten Preisvorgaben für den Netzzugang, sondern nur allgemeine Rahmenregeln für die Kalkulation der Netznutzungsentgelte, die den Netzbetreibern, wie die Auswertungen des VDN belegen, erhebliche Spielräume bei der Festsetzung der Netzpreise lassen. Darüber hinaus hat auch das in der Verbändevereinbarung Strom II plus vorgesehene Strukturklassenmodell, das Hinweise auf eine elektrizitätswirtschaftlich effiziente Betriebsführung liefern soll, keine Wirkung gezeigt. Weder wurde eine Absenkung der überdurchschnittlich hohen Netznutzungsentgelte erreicht, noch ergab sich aus dem Vergleich der Einzelentgelte eine Prangerwirkung, die zu einer Verringerung der hohen Streuung der Einzelentgelte innerhalb der Strukturklassen geführt hätte. Ohne Intervention der Kartellbehörden und Gerichte ist deswegen mit erhöhten Netznutzungsentgelten und Behinderungen der auf den Netzzugang angewiesenen Wettbewerber zu rechnen. Daher kommt der Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt die entscheidende Bedeutung für die Durchsetzung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs in der Stromwirtschaft zu.

### ***3.3 Erfahrungen mit der Regulierungspraxis des Bundeskartellamtes***

**1133.** In Deutschland wurde bei der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft auf die Einrichtung einer sektorspezifischen Regulierungsbehörde verzichtet. Die Aufsicht über die stromwirtschaftlichen Netzmonopole wird von den Kartellbehörden des Bundes und der Länder im Rahmen ihrer allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Befugnisse wahrgenommen. Nachdem das Bundeskartellamt in den ersten Jahren nach der Marktöffnung zunächst mit Fällen pauschaler Netzzugangsverweigerungen konfrontiert war, hat es sich seit zwei Jahren mit Wettbewerbsbehinderungen durch überhöhte Netznutzungsentgelte auseinanderzusetzen. Nach einer Reihe informeller Voruntersuchungen hat das Bundeskartellamt im Januar 2002 gegen insgesamt zehn Netzbetreiber Missbrauchsverfahren eingeleitet. Zwei dieser Verfahren, die Fälle Thüringer Energie AG (TEAG) und Stadtwerke Mainz, wurden mittlerweile mit einer förmlichen Verfügung abgeschlossen. Im Hinblick auf die Effektivität der im Rahmen des allgemeinen Wettbewerbsrechts erfolgenden Aufsicht über Netzmonopole in der Stromwirtschaft kommt diesen Verfahren Modellcharakter zu.

<sup>6</sup> Vgl. <http://www.vdn-berlin.de/netznutzungsentgelte.asp>

**1134.** Das Bundeskartellamt orientiert sich bei der Missbrauchsaufsicht über Stromnetze an den im Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder niedergelegten Kriterien.<sup>7</sup> Nach der dort formulierten Auffassung der Kartellbehörden ist eine kartellrechtliche Überprüfung von Netznutzungsentgelten sowohl auf der Grundlage des Vergleichsmarktkonzeptes als auch mittels einer Kostenkontrolle möglich. Dem Vergleichsmarktkonzept liegt die Vorstellung zugrunde, dass Preisunterschiede zwischen zwei Netzbetreibern, die sich nicht durch gebietsstrukturelle Unterschiede in den jeweiligen Versorgungsgebieten erklären lassen, auf einen Preismissbrauch hindeuten. Für die Anwendung des Vergleichsmarktkonzeptes bieten sich nach Auffassung der Kartellbehörden insbesondere inländische Vergleichsunternehmen an, für den Fall eines insgesamt überhöhten inländischen Preisniveaus wird auch der Vergleich mit ausländischen Netzbetreibern nicht ausgeschlossen. Der Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom enthält außerdem allgemeine Richtlinien für die bei einer Kostenprüfung anzulegenden Maßstäbe, die in einigen Punkten von dem Kalkulationsschema der Verbändevereinbarung Strom II plus abweichen.

**1135.** Die Auffassung des Bundeskartellamtes, wonach der Nachweis eines Preismissbrauchs auch auf der Grundlage einer Kostenprüfung erbracht werden kann, wurde vom Oberlandesgericht Düsseldorf im Rahmen des Verfahrens gegen die envia Energie Sachsen Brandenburg AG bestätigt.<sup>8</sup> Das Unternehmen hatte die Vorlage einer vollständigen Aufstellung seiner Netzkosten verweigert und gegen den entsprechenden Auskunftsbefehl des Bundeskartellamtes Beschwerde eingelegt. Das Gericht entschied, dass ein Preismissbrauch nach § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB weder ausschließlich noch in erster Linie anhand des Vergleichsmarktkonzeptes festgestellt werden muss und die Kartellbehörde bei vertretbaren Gründen auch eine Kostenkontrolle vornehmen kann, um den Sachverhalt aufzuklären und den Verdacht eines Preismissbrauchs zu erhärten.

Das Bundeskartellamt hat im Verfahren gegen die TEAG den Nachweis des Preismissbrauchs auf der Grundlage einer Kostenkontrolle geführt und die im Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom niedergelegten Kalkulationskriterien als Maßstab für die kartellrechtliche Zulässigkeit der von der TEAG bei der Kalkulation ihrer Netznutzungsentgelte zugrunde gelegten Kostenpositionen herangezogen. Insoweit der Kalkulationsleitfaden der Verbändevereinbarung Strom II plus, nach dem die TEAG ihre Netznutzungsentgelte kalkuliert, zu höheren ansetzbaren Netzkosten als die von der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom formulierten Kriterien führt, werden sie vom Bundeskartellamt als missbräuchlich erachtet. Unterschiede ergaben sich beim Ansatz von Gewerbeertragssteuern und von Steuern auf den Scheingewinn, bei der Verwendung von Tagesneuwerten bei der Bewertung des eigenfinanzierten Anlagevermögens für die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie bei dem in der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung enthaltenen Wagniszuschlag. Auf die grundsätzliche Problematik der Gemeinkostenzurechnung auf die verschiedenen Unternehmensaktivitäten ist das Amt trotz grundsätzlicher Bedenken gegen die von der TEAG verwendeten Kostenschlüssel ebenso wenig eingegangen wie auf die Frage, inwiefern bei den von der TEAG zugrunde gelegten Netzkosten die Kriterien für eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung eingehalten wurden. Das Bundeskartellamt setzte auf der Grundlage der um die missbräuchlichen Positionen bereinigten Netzkosten eine Erlösobergrenze fest, die von der TEAG in Zukunft nicht überschritten werden darf.

<sup>7</sup> Vgl. Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder über die Reichweite der kartellrechtlichen Eingriffsnormen für die Überprüfung der Höhe der Netzentgelte für die Nutzung der Stromnetze und die kartellrechtliche Relevanz von den Netzzugang behindernden Verhaltensweisen der Stromnetzbetreiber vom 19. April 2001.

<sup>8</sup> Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 22. April 2002, Kart 2/02 (V), WuW/E DE-R 914.

**1136.** Im Gegensatz zum TEAG-Verfahren stützt sich das Bundeskartellamt im Verfahren gegen die Stadtwerke Mainz auf das räumliche Vergleichsmarktkonzept. Für den Nachweis des Preismisbrauchs vergleicht das Bundeskartellamt die Netzerlöse der Stadtwerke Mainz mit den Netzerlösen der RWE Net AG, die unmittelbar vorgelagerter Netzbetreiber der Stadtwerke Mainz auf der Höchstspannungsebene ist. Das räumliche Vergleichsmarktkonzept steht in der Entscheidungspraxis der Kartellbehörden im Energiesektor bisher im Vordergrund. Im Fall der Stadtwerke Mainz hat das Bundeskartellamt das Vergleichsmarktkonzept gegenüber der bisherigen Praxis der Missbrauchsaufsicht über Strompreise dahingehend modifiziert, dass es nicht die Preise einzelner Abnahmefälle vergleicht, sondern die Gesamterlöse pro Leitungskilometer aus dem Netzbetrieb. Mit dem erlös-basierten Vergleich wird die Abnahmestruktur, die ein zentrales gebietsstrukturelles Merkmal eines Netzbetreibers darstellt, direkt berücksichtigt. Mit der Bezugsgröße „Leitungskilometer“ wird nach Auffassung des Amtes außerdem der wesentliche Kostentreiber für die Netzkosten auf der Mittel- und Niederspannungsebene erfasst, da sich die Gesamtkosten des Verteilnetzes in der Niederspannung zu 100 % und in der Mittelspannung zu 80 % proportional zur Länge des Netzes entwickelten. Die niedrigeren Erlöse je Leitungskilometer des Vergleichsunternehmens RWE Net stellen nach Auffassung des Kartellamtes ein Indiz für die höhere Effizienz dieses Unternehmens dar. Unter Berücksichtigung notwendiger Korrekturen aufgrund struktureller Unterschiede in den Versorgungsgebieten der beiden miteinander verglichenen Unternehmen setzt das Bundeskartellamt eine missbrauchsfreie Obergrenze für die Gesamterlöse der Stadtwerke Mainz aus dem Netzbetrieb fest.

**1137.** Sowohl die TEAG als auch die Stadtwerke Mainz haben gegen die Missbrauchsverfügung des Bundeskartellamtes Beschwerde eingelegt und wegen des vom Bundeskartellamt angeordneten Sofortvollzugs Antrag auf Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung gestellt. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat dem Antrag auf einstweiligen Rechtsschutz in beiden Fällen stattgegeben<sup>9</sup> und mittlerweile auch in der Hauptsache beide Verfahren zugunsten der Beschwerdeführer entschieden.<sup>10</sup>

Dabei hat das Gericht zunächst weitreichende Aussagen zu der mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes vom Mai 2003 eingetretenen Änderung der materiellen Rechtslage gemacht. Die Neufassung des EnWG hat nach Auffassung des Gerichts zur Folge, dass in den Fällen, in denen ein Netzbetreiber seine Durchleitungsentgelte nach den Kriterien der Verbändevereinbarung Strom II plus kalkuliert habe, der Vermutungstatbestand „guter fachlicher Praxis“ erfüllt sei und das Bundeskartellamt insofern zunächst nachweisen müsse, dass die Anwendung der Verbändevereinbarung Strom II plus insgesamt oder die Anwendung einzelner Regelungen der Verbändevereinbarung ungeeignet seien, wirksamen Wettbewerb zu gewährleisten. Dieser Nachweis sei nicht ausschließlich mit der auf der Grundlage des Vergleichsmarktkonzeptes festgestellten missbräuchlichen Überhöhung der Netznutzungsentgelte wie im Fall der Stadtwerke Mainz zu erbringen. Ebenso sei es im Fall der TEAG daher schon im Ansatz bedenklich, wenn das Bundeskartellamt den Vorwurf des Preismisbrauchs mit dem Argument begründe, die Netznutzungsentgelte seien nicht nach den Kriterien der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom berechnet worden. Die in der Verbändevereinbarung niedergelegten Preisfindungskriterien stellen nach Ansicht des Gerichts ein taugliches und betriebswirtschaftlich vertretbares Konzept zur Preiskalkulation dar und seien vom Gesetzgeber ausdrücklich als eine für die Kalkulation von Netznutzungsentgelten im Strombereich geeignete

<sup>9</sup> Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14. Februar 2003, Kart 4/03 (V), WuW/E DE-R 1094; Beschluss vom 17. Juli 2003, Kart 18/03 (V).

<sup>10</sup> Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 11. Februar 2004, Kart 4/03 (V), WuW/E DE-R 1239; Beschluss vom 17. März 2004, Kart 18/03 (V).

Grundlage anerkannt worden. Seine Argumentation im Hinblick auf die Rechtsfolgen der Vermutung guter fachlicher Praxis bei Einhaltung der in der Verbändevereinbarung Strom II plus niedergelegten Kalkulationskriterien hat das Oberlandesgericht Düsseldorf in seiner Entscheidung im Fall der HEAG Versorgungs-AG, Darmstadt, bekräftigt.<sup>11</sup> Das Bundeskartellamt hatte im Rahmen eines Auskunftsbeschlusses Informationen von der HEAG angefordert, da der Verdacht missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte bestehe. Der Verdacht gründe sich darauf, dass die HEAG ihre Netznutzungsentgelte nach den Preisfindungsprinzipien der Verbändevereinbarung Strom II plus kalkuliert habe, sowie darauf, dass die Netznutzungsentgelte des Unternehmens in den Jahren 2000 und 2001 zu einer Kostenüberdeckung geführt hätten. Das Oberlandesgericht hat dem Antrag der HEAG auf Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung ihrer Beschwerde gegen den Auskunftsbeschluss des Bundeskartellamtes stattgegeben, da Zweifel an der Rechtmäßigkeit des Auskunftsverlangens bestünden. Ausdrücklich entgegen tritt das Oberlandesgericht in seiner Entscheidung der Auffassung des Bundeskartellamtes, Netzentgeltkalkulationen, die nach der Verbändevereinbarung Strom II plus vorgenommen wurden, aber zu höheren Netznutzungsentgelten führen als eine Berechnung nach den Kriterien der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom, grundsätzlich als missbräuchlich zu betrachten. Die Wertungen und Intentionen des Gesetzgebers würden umgangen, wenn es für die Darlegung des Preismissbrauchs genügen würde, der gesetzlichen Vermutung ganz allgemein, ohne Rücksicht auf den konkreten Einzelfall zu widersprechen.

In den Hauptsacheentscheidungen zu den Fällen TEAG und Stadtwerke Mainz äußert das Oberlandesgericht weitere grundsätzliche Bedenken, die sich auf die kartellrechtliche Zulässigkeit der Festsetzung einer Erlösobergrenze im Verfügungstenor sowie die Verwendung von Gesamterlösen aus dem Netzbetrieb als Prüfungsmaßstab für den Nachweis des Preismissbrauchs beziehen. Die Festlegung einer Erlösobergrenze läuft nach der Auffassung des Gerichts auf eine unzulässige präventive Preiskontrolle hinaus, zu der das Bundeskartellamt nach § 32 GWB nicht ermächtigt sei. Dies ergibt sich nach Ansicht des Gerichts daraus, dass die Erlöse der betroffenen Unternehmen beispielsweise durch ein Anwachsen der Zahl der Stromkunden, die Steigerung der insgesamt durchgeleiteten Strommenge oder aufgrund allgemeiner Preissteigerungstendenzen die vom Bundeskartellamt verfügte Obergrenze übersteigen könnten, wodurch die Unternehmen gezwungen wären, beim Bundeskartellamt den Widerruf der Missbrauchsverfügung zu beantragen. Durch die im Rahmen eines Wiederaufgreifens anzustellende Prüfung, ob die durch eine Änderung der tatsächlichen Verhältnisse eintretende Überschreitung der Erlösobergrenze gutzuheissen sei, übe das Bundeskartellamt eine präventive Preiskontrolle aus, die ihm nach geltendem Recht verwehrt sei. Darüber hinaus wendet sich das Gericht gegen die Verwendung von Gesamtnetzerlösen als alleinigen Prüfungsmaßstab für den Nachweis des Preismissbrauchs. Da von unverhältnismäßig hohen Gesamterlösen nicht zwingend auf eine missbräuchliche Preissetzung zu schließen sei, dürfe sich das Bundeskartellamt nicht auf eine Überprüfung der Gesamterlöse beschränken, sondern müsse zusätzlich eine Prüfung der Einzelpreise vornehmen.

**1138.** Die Effektivität der Missbrauchsaufsicht des Bundeskartellamtes über Netznutzungsentgelte in der Stromwirtschaft wird durch die vom Gericht aufgestellten Auslegungsgrundsätze, wonach den Kartellbehörden die Anwendung der §§ 19 Abs. 4 und 20 GWB erst dann eröffnet ist, wenn die Vermutungswirkung „guter fachlicher Praxis“ für die Preisfindungsprinzipien der Verbändevereinbarung Strom II plus entkräftet ist, erheblich geschwächt, zumal das Gericht offen lässt, auf welchem Wege der Nachweis erbracht werden kann, dass die Bestimmungen der Verbändevereinbarung Strom II plus ungeeignet sind, wirksamen Wettbewerb beim Netzzugang zu garantieren. Die Monopolkommission hat bereits in ihrem letzten Haupt-

<sup>11</sup> Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30. Juli 2003, Kart 22/02 (V).

gutachten die Befürchtung geäußert, das Kartellgericht könne aufgrund der Gesetzesnovellierung zu der Auffassung gelangen, dass nahezu jede vertragliche Regelung, die mit der Verbändevereinbarung Strom in Einklang steht, der Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt entzogen sein könne.<sup>12</sup> Für besonders bedenklich hält sie dies im Hinblick auf eine Verrechtlichung der allgemeinen Kalkulationsmaßstäbe zur Preisfindung. Es ist an dieser Stelle noch einmal zu betonen, dass in der Verbändevereinbarung Strom II plus die Höhe der Netznutzungsentgelte nicht festgelegt ist und die allgemein formulierten Preisfindungsprinzipien erhebliche Spielräume für eine missbräuchliche Preissetzung lassen. Aufgrund dieser konzeptionellen Mängel der Verbändevereinbarung in Bezug auf die Bestimmung der Netzpreise ist gerade in diesem Bereich eine wirksame Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt unentbehrlich. Die Netzpreisaufsicht im Rahmen des allgemeinen Wettbewerbsrechts wird jedoch durch die Rechtsauffassung des Oberlandesgerichts geradezu ad absurdum geführt.

Mit der Feststellung, dass die Verfügung bei einer Erlösobergrenze eine unzulässige präventive Preiskontrolle bedeute und die Verwendung von Gesamterlösen als alleinigem Prüfungsmaßstab für den Nachweis des Preismissbrauchs unzureichend sei, werden vom Gericht zusätzliche materielle Hürden für eine wirksame Missbrauchsaufsicht über Netzentgelte in der Stromwirtschaft aufgestellt. Zum einen werden zukunftsgerichtete Missbrauchsverfügungen der Kartellbehörden erheblich erschwert, zum anderen verkennt das Gericht mit seiner Forderung, beim Nachweis des Preismissbrauchs auf Einzelpreise abzustellen, die grundsätzliche konzeptionelle Problematik, die sich bei der Preisaufsicht durch die Zurechnung von Fix- und Gemeinkosten auf die einzelnen Teilleistungen eines Unternehmens stellt. Die angemessene Zurechnung von Fix- und Gemeinkosten auf die verschiedenen Teilleistungen eines Unternehmens, im Falle von Stromnetzbetreiber auf die verschiedenen Spannungsebenen und Abnahmeverhältnisse, stellt eine vergleichsweise komplexe ökonomische Problematik dar, für die keine allgemein anerkannten Regeln existieren. Dieser Problematik kann durch ein Abstellen auf die Gesamterlöse Rechnung getragen werden. Der vom Gericht kritisierte fehlende Zusammenhang zwischen missbräuchlich überhöhten Gesamtnetzerlösen und missbräuchlich überhöhten Einzelpreisen ist von der Monopolkommission nicht nachzuvollziehen.

## ***4. Markt- und Wettbewerbsentwicklung seit der Liberalisierung***

### ***4.1 Entwicklung der Marktstruktur***

#### ***4.1.1 Unternehmens- und Marktstrukturen in der Energieversorgung***

**1139.** Hinsichtlich des Aufgabenumfangs und der geographischen Ausdehnung von Verteilungsunternehmen werden in Deutschland drei Typen von Energieversorgungsunternehmen unterschieden: Verbundunternehmen, Regionalunternehmen und lokale Unternehmen. Zum Zeitpunkt des In-Kraft-Tretens des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts im April 1998 waren in Deutschland insgesamt knapp 1.000 Energieversorgungsunternehmen tätig, darunter acht Verbundunternehmen, ca. 80 Regionalunternehmen und ca. 900 zumeist kommunale Verteilunternehmen auf lokaler Ebene.

---

<sup>12</sup> Vgl. Monopolkommission, Netzwettbewerb durch Regulierung, Hauptgutachten 2000/2001, Baden-Baden 2002, Tz. 868.

**1140.** Die Verbundunternehmen betreiben das Höchstspannungsnetz für den überregionalen Stromtransport in Deutschland und sie koordinieren den Stromaustausch mit ausländischen Partnern innerhalb des westeuropäischen Verbundsystems. Auf die Verbundunternehmen entfällt der wesentliche Anteil der inländischen Stromerzeugung. Neben der Stromerzeugung und dem Stromtransport engagieren sich die Verbundunternehmen auch direkt sowie über ihre Tochtergesellschaften in der Stromverteilung und der Belieferung von Endkunden. Die Unternehmen auf der Regionalstufe verfügen nur in geringem Umfang über eigene Erzeugungskapazitäten. Sie sind als Zwischenhändler in der Weiterverteilung und im Verkauf des von Verbundunternehmen bezogenen Stroms an Endverbraucher vornehmlich in größeren Gebieten, die mehrere Gemeinden umfassen, tätig. Zu diesem Zweck betreiben sie eigene Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze. Die lokalen Versorgungsunternehmen, in der Regel kommunale Unternehmen bzw. Stadtwerke, weisen eine sehr heterogene Größenstruktur auf. Einige große Stadtwerke sind in ihrer wirtschaftlichen Bedeutung den Regionalversorgern vergleichbar. Die lokalen Versorgungsunternehmen sind grundsätzlich in der Endkundenversorgung auf Mittel- und Niederspannungsebene tätig. Die Stromversorgung erfolgt häufig im Querverbund mit der Gas-, Wasser- und Fernwärmeversorgung, teilweise auch im Querverbund mit dem öffentlichen Personennahverkehr. Die Lokalunternehmen decken den überwiegenden Teil ihres Stromaufkommens durch Bezug von den Verbund- und Regionalunternehmen. Vereinzelt verfügen sie auch über eigene Erzeugungskapazitäten.

**1141.** Die vertikale Integration über die Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätsversorgung ist in Deutschland sehr ausgeprägt. Stromerzeugung und Stromtransport sind in den Verbundunternehmen, die rund 80 % der für die allgemeine Versorgung zur Verfügung stehenden inländischen Stromproduktion auf sich vereinigen, weitgehend zusammengefasst. Die Verbundunternehmen haben aber nicht nur auf der Großhandelsebene, sondern mit einem Anteil von ungefähr 50 % an der unmittelbaren Stromabgabe an Endverbraucher auch auf der Einzelhandelsebene eine dominierende Stellung. Hinzu kommen zahlreiche Minderheitsbeteiligungen der Verbundunternehmen an Regionalversorgern und Lokalunternehmen. Die vertikale Integration erstreckt sich damit nicht nur auf Erzeugung und Stromtransport, sondern in großem Umfang auf die gesamte Wertschöpfungskette der Stromversorgung.

#### ***4.1.2 Horizontale und vertikale Konzentrationsprozesse***

**1142.** Bereits vor der Liberalisierung der Stromwirtschaft war die Stromerzeugung in Deutschland hoch konzentriert. So vereinigten die beiden Marktführer RWE und VEBA 1997 rund die Hälfte der inländischen Stromerzeugung auf sich. In einigem Abstand folgten VIAG, EnBW und VEW mit Anteilen von ca. 11 %, 9 % und 5 %. An den beiden kleineren Verbundunternehmen HEW und BEWAG hielten die übrigen Verbundunternehmen beträchtliche Anteile, so dass diese nicht als unabhängige Wettbewerber betrachtet werden konnten. Insbesondere über die Beteiligungen an dem ostdeutschen Verbundunternehmen VEAG, aber auch über Beteiligungen an der BEWAG und der VEW bestanden darüber hinaus wechselseitige horizontale Verflechtungen zwischen den vier größten deutschen Verbundunternehmen.

**1143.** Die Struktur der Märkte in der deutschen Elektrizitätswirtschaft hat sich innerhalb weniger Jahre durch die unmittelbar nach der Marktöffnung einsetzende rege Fusionsaktivität der etablierten stromwirtschaftlichen Akteure grundlegend verändert. Dabei haben sowohl horizontale als auch vertikale Zusammenschlüsse die Anzahl der Energieversorgungsunternehmen reduziert und die Konzentration im Stromsektor beträchtlich erhöht.



**1144.** Auf der Verbundebene haben die beiden Mitte des Jahres 2000 vollzogenen Fusionen zwischen RWE und VEW, dem größten und dem fünftgrößten Verbundunternehmen, sowie zwischen VEBA und VIAG, dem zweit- und dem drittgrößten Verbundunternehmen zur E.ON AG, die Marktverhältnisse in der Stromwirtschaft nachhaltig verändert. Die Zusammenschlüsse wurden vom Bundeskartellamt bzw. der EU-Kommission freigegeben, obwohl nach Auffassung beider Kartellbehörden die Entstehung eines marktbeherrschenden Dyopols sowohl auf der Großhandelsebene als auch auf der Ebene der Belieferung von Endkunden zu befürchten war. Die wettbewerblichen Bedenken der Kartellbehörden konnten von den Zusammenschlussbeteiligten indes durch eine Reihe von Zusagen und die vom Bundeskartellamt verhängten Auflagen ausgeräumt werden. Die Zusagen und Auflagen betrafen die Auflösung der wechselseitigen gesellschaftsrechtlichen Verflechtungen zwischen den beiden Unternehmensgruppen sowie die Veräußerung der VEAG-Anteile an ein unabhängiges drittes Unternehmen, das in der Lage sein muss, die VEAG als eine aktiv im Wettbewerb stehende Kraft zu etablieren. Mit diesen Auflagen verband sich seitens der Kartellbehörden die Erwartung, Binnenwettbewerb zwischen den Dyopolmitgliedern herbeiführen und den Außenwettbewerb durch den Aufbau eines dritten, wirtschaftlich starken Verbundunternehmens stärken zu können. Die Umstrukturierungen auf der Verbundebene fanden mit der Zusammenfassung der BEWAG, HEW, VEAG und LAUBAG unter dem Dach der Vattenfall Europe AG zum drittgrößten deutschen Energieversorgungsunternehmen ihren vorläufigen Abschluss. Die Anzahl der auf Verbundebene in Deutschland tätigen Energieversorgungsunternehmen hat sich damit auf vier (E.ON, RWE, Vattenfall Europe, EnBW) reduziert.

**1145.** Auch auf der Regionalstufe setzte mit der Liberalisierung ein starker Konzentrationsprozess ein, wodurch die Zahl der Unternehmen auf etwa 40 halbiert wurde. Vorangetrieben wurde diese Entwicklung von den Verbundunternehmen, in erster Linie E.ON und RWE, die ihre Tochterunternehmen fusionierten und ihre Beteiligungen an Regionalunternehmen zu Mehrheitsbeteiligungen ausbauten. Daneben verloren auch bislang konzerunabhängige Unternehmen ihre Selbstständigkeit.

**1146.** Durch zahlreiche Beteiligungen der Verbundunternehmen bzw. ihrer regionalen Tochtergesellschaften an kommunalen Energieversorgungsunternehmen schreitet der Konzentrationsprozess in der Energiewirtschaft auch auf vertikaler Ebene rasch voran. Nach Angaben des Bundeskartellamtes haben die Verbundunternehmen zwischen dem 1. Januar 2000 und dem 31. Dezember 2002 zusammen 82 neue Beteiligungen von mehr als 10 % an lokalen Stromverteilungsunternehmen erworben.<sup>13</sup> Von diesen entfielen allein 70 auf die beiden Marktführer RWE und E.ON. Die Beteiligungspolitik der beiden Verbundunternehmen konzentrierte sich dabei auf ihre traditionellen Netzgebiete. In der Regel wurden bei diesen Zusammenschlüssen nur Minderheitsbeteiligungen unter 20 % erworben, die nach der – kürzlich allerdings geänderten – Praxis des Bundeskartellamtes nicht unter den Zusammenschlusstatbestand des § 37 GWB fielen und insofern von der Fusionskontrolle nicht erfasst wurden. Insgesamt halten die vier Verbundunternehmen an über 300 Regionalversorgern und Stadtwerken Mehrheits- und Minderheitsbeteiligungen. Von den etwa 900 Stadtwerken in Deutschland haben bisher 194 den beiden großen Verbundunternehmen E.ON und RWE eine Minderheitsbeteiligung von mehr als 10 % eingeräumt, auf E.ON allein entfallen 135. Über weitere Zusammenschlussvorhaben, insbesondere von E.ON, wird derzeit mit dem Bundeskartellamt verhandelt.

---

<sup>13</sup> Vgl. Bericht des Bundeskartellamtes über seine Tätigkeit in den Jahren 2000/2001 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, BT-Drs. 15/1226 vom 27. Juni 2003, S. 163.

**1147.** Von Relevanz für die wettbewerbliche Entwicklung der Stromwirtschaft ist darüber hinaus die von den Verbundunternehmen und ihren Regionaltöchtern im Rahmen von Multi-Utility-Strategien betriebene Integration von Strom- und Gasversorgungsunternehmen. Durch Beteiligungen an Gasproduzenten, Gasimporteuren und regionalen Gasweiterverteilern erhalten die etablierten, vertikal integrierten Stromversorger einen erheblichen Einfluss auf die Höhe des Gaspreises und die Netzzugangsbedingungen für Gasdurchleitungen. Auf den Strommarkt haben diese Beteiligungen insofern Auswirkungen, als nach Einschätzung von Experten der Primärenergieträger Erdgas in Zukunft eine zunehmend wichtigere Rolle bei der Stromerzeugung spielen wird. Das bedeutendste Ereignis im Rahmen dieser Strategie der Integration von Strom- und Gasaktivitäten war die durch Ministererlaubnis freigegebene Fusion zwischen E.ON und Ruhrgas. E.ON hat durch diesen Zusammenschluss seine bereits vorher dominierende Stellung bei den Weiterverteilern auf der Ferngas- und der Regionalstufe ausgebaut und überdies die Kontrolle über den größten deutschen Gasimporteur erlangt.

#### **4.1.3 Zementierung und Marktverschluss**

**1148.** Die Monopolkommission betrachtet die Entwicklung der Marktstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft mit großer Sorge. Auf der Großhandelsebene haben die horizontalen Konzentrationsprozesse die oligopolistische Marktstruktur zementiert. Wettbewerbles Verhalten ist nach Auffassung der Monopolkommission von den Verbundunternehmen nicht zu erwarten. Vielmehr begünstigen die spezifischen Eigenschaften des Strommarktes, wie die Homogenität des Gutes Strom, die begrenzten Möglichkeiten zur Produktdifferenzierung und zum Qualitätswettbewerb, die Transparenz von Erzeugungskosten und Preisen sowie die geringe Preiselastizität der Nachfrage gleichgerichtetes Verhalten der Oligopolmitglieder. Die Einschätzung, dass Wettbewerbsvorstöße in das traditionelle Liefergebiet eines anderen Verbundunternehmens praktisch zum Erliegen gekommen sind, wird durch Aussagen von Marktteilnehmern bestätigt.<sup>14</sup> Danach haben es selbst Großunternehmen mit beträchtlichen Stromabnahmemengen mittlerweile schwer, wettbewerbliche Angebote zu erhalten. Angebote zur Belieferung werden häufig erst nach mehrfacher Aufforderung unterbreitet und unterscheiden sich im Hinblick auf die wesentlichen Vertragskonditionen nur wenig.

Durch die vertikalen Beteiligungen der Verbundunternehmen an Stadtwerken werden die Strommärkte darüber hinaus gegen den Marktzutritt Dritter weiter abgeschottet. Wie der Monopolkommission im E.ON-Ruhrgas-Verfahren von vielen Marktteilnehmern erklärt wurde, ist davon auszugehen, dass selbst Minderheitsbeteiligungen der Verbundunternehmen zu einer beträchtlichen Einflussnahme auf das Beschaffungsverhalten der örtlichen Energieversorger führen und auf diese Weise der langfristigen Absatzsicherung der Verbundunternehmen dienen. Dies ist im Hinblick auf die wettbewerbliche Entwicklung der Endkundenmärkte umso gravierender, als der von Haushalts- und Kleinkunden ausgehende Wettbewerbsdruck als eher gering einzustufen ist, weswegen den Stadtwerken eine besonders bedeutende Rolle als Nachfrager auf den Beschaffungsmärkten zukommt. Die vertikale Vorwärtsintegration der Verbundunternehmen ist mit erheblichen Marktverschlusseffekten verbunden, da potentielle Wettbewerber, insbesondere aus dem Ausland, von einem Marktzutritt auf dem deutschen Strommarkt abgeschreckt werden.

Von besonderer Bedeutung für den Marktzutritt unabhängiger Erzeugungsunternehmen sind die gesellschaftsrechtlichen Verflechtungen der Verbundunternehmen mit Gasimporteuren und Gasweiterverteilern. Es ist davon auszugehen, dass zukünftige Kraftwerksinvestitionen

---

<sup>14</sup> Vgl. Interview mit Werner Marnette, Die lachen sich ins Fäustchen, in: Wirtschaftswoche Nr. 12 vom 11. März 2004, S. 64 f.

vor allem im Bereich kombinierter Gas- und Dampfturbinenanlagen erfolgen werden. Diese stellen aufgrund vergleichsweise niedriger Investitionskosten gerade für neu in den Markt eintretende unabhängige Stromproduzenten eine wirtschaftlich interessante Alternative dar. Der Primärenergieträger Erdgas wird daher zukünftig in der Stromerzeugung eine zunehmend wichtigere Rolle spielen. Insbesondere die E.ON AG erhält mit der Übernahme der Mehrheitsanteile an der Ruhrgas AG, wie die Monopolkommission bereits in ihrem Sondergutachten zu diesem Zusammenschlussfall erläutert hat, einen wesentlichen Einfluss auf das Niveau und die Volatilität des Gaspreises und damit erhebliche Möglichkeiten zur Behinderung von Wettbewerbern auf der Ebene der Stromerzeugung.<sup>15</sup>

#### 4.1.4 Neue Marktteilnehmer

**1149.** Unmittelbar nach der Marktöffnung sind zahlreiche neue Anbieter in den deutschen Strommarkt eingetreten. Ausländische Energieversorgungsunternehmen wie die französische *Electricité de France*, die schwedische *Vattenfall*, die belgische *Electrabel* oder die niederländische *Essent* haben Beteiligungen an Verbundunternehmen, Regionalversorgern und Stadtwerken erworben, um im deutschen Markt Fuß zu fassen. Internationale Energiehandelshäuser wie zum Beispiel *Enron* engagierten sich im neu entstandenen Handelsmarkt. Darüber hinaus kam es zu einer großen Zahl von Unternehmensneugründungen. Die neu gegründeten Unternehmen, unter denen sich sowohl unabhängige Energieversorger als auch Tochtergesellschaften der etablierten deutschen Versorgungsunternehmen befanden, betätigten sich als Broker oder auf eigene Rechnung im Stromhandel sowie bei der Belieferung von Endkunden. Auch die alteingesessenen Versorger beschränkten sich nicht auf die Verteidigung von Marktanteilen in ihrem angestammten Versorgungsgebiet, sondern dehnten ihr Angebot bundesweit aus.

**1150.** Die Hoffnungen auf eine Belebung des Wettbewerbs durch neue Marktteilnehmer aus dem In- und Ausland haben sich jedoch nicht erfüllt. Die neu in den Markt eingetretenen Unternehmen konnten ihre Marktposition – wenn überhaupt – nur langsam festigen. Eine beträchtliche Anzahl der neuen Händler und Stromanbieter ist mittlerweile wieder aus dem Markt ausgeschieden. So hat die finnische *Fortum* ihre Beteiligung an den Elektrizitätswerken *Wesertal* nach nur zweieinhalb Jahren an *E.ON* verkauft. Zum Verkauf stehen nach der Insolvenz des Unternehmens auch die Beteiligungen der *TXU Europe* an den Stadtwerken *Kiel* und *Braunschweig*. Die amerikanischen Handelshäuser haben sich weitgehend aus dem deutschen Markt zurückgezogen, da keine genügenden Geschäftsaussichten bestanden. Viele der neu gegründeten Stromversorger haben ihre Geschäftstätigkeit eingestellt oder sind zahlungsunfähig. Nach den Ermittlungen des Bundeskartellamtes haben seit dem Jahr 2000 allein zehn der neu in den Markt für die Belieferung von Klein- und Industriekunden eingetretenen Unternehmen Insolvenz angemeldet. Weitere 20 Unternehmen haben in diesem Zeitraum ihr Angebot für Haushalts- und Gewerbekunden eingestellt.<sup>16</sup> Derzeit sind noch 20 Unternehmen im Markt verblieben, die bundesweit Haushalte versorgen, darunter sieben netzunabhängige Anbieter von denen einige wiederum Tochtergesellschaften von netzbetreibenden Versorgungsunternehmen sind.<sup>17</sup> Das mit großem Abstand größte dieser Unternehmen, die *Yello Strom*

---

<sup>15</sup> Vgl. Monopolkommission, Zusammenschlussvorhaben der *E.ON AG* mit der *Gelsenberg AG* und der *E.ON AG* mit der *Bergemann GmbH*, Sondergutachten 34, Baden-Baden 2002, Tz. 123 f.

<sup>16</sup> Vgl. *BKartA*, Beschluss vom 17. Februar 2003, B11 20/02, S. 50.

<sup>17</sup> Vgl. Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Auswirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Berlin 2003, S. 13.

GmbH, eine 100 %-Tochter der EnBW, konnte mittlerweile zwar eine Million Stromkunden akquirieren, hat allerdings auch Verluste in Höhe von 700 Mio. € gemacht.<sup>18</sup>

**1151.** Marktzutritt durch unabhängige Erzeugungsunternehmen hat mit Ausnahme kleinerer, dezentraler Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energieträger bzw. Kraft-Wärme-Kopplung, die jedoch nur einen sehr geringen Anteil an der Gesamterzeugung haben, nicht stattgefunden. Bei dem einzigen größeren, zunächst unabhängigen Kraftwerksprojekt, der Concord Power in Lubmin, hat sich mittlerweile EnBW mit einem Anteil von 50 % beteiligt. Geplant ist außerdem, dass auch E.ON eine 25 % ige Beteiligung erwirbt.

#### *4.1.5 Stromimporte*

**1152.** Wettbewerbsimpulse auf der Großhandelsebene könnten angesichts der hohen Konzentration auf der Erzeugerebene in Deutschland am ehesten durch Importe ausländischer Anbieter gesetzt werden. Nach Angaben des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) sind die Stromimporte nach Deutschland zwischen 1998 und 2002 zwar um 21,3 % gestiegen,<sup>19</sup> insgesamt ist der Anteil der Importe an der inländischen Bruttostromerzeugung mit ca. 8 % aber nach wie vor sehr gering. Die wettbewerbliche Bedeutung des grenzüberschreitenden Stromhandels wird darüber hinaus durch die Importquote eher überschätzt, da es sich nach den Ermittlungen des Bundeskartellamtes im Zusammenschlussfall RWE/VEW bei einem wesentlichen Teil der importierten Mengen um langfristig gesicherte Erzeugung handelt, die die deutschen Verbundunternehmen aus ausländischen Kraftwerken beziehen.

**1153.** Einer Ausdehnung des grenzüberschreitenden Stromhandels stehen derzeit die beschränkten Kapazitäten an den Kuppelstellen ins Ausland entgegen. Zu Netzengpässen für Stromimporte nach Deutschland kommt es laut EU-Kommission besonders häufig an den dänisch-deutschen, den französisch-deutschen und den tschechisch-deutschen Kuppelstellen.<sup>20</sup> RWE und E.ON haben auch langfristige Engpässe an der niederländisch-deutschen Grenze angemeldet. Unter anderem resultierend aus Auflagen der EU-Kommission im Zusammenschlussfall VEBA/VIAG und des Bundeskartellamtes im Zusammenschlussfall E.ON/Fortum Energie wurden bislang exklusiv von VEBA bzw. E.ON genutzte Transportrechte am dänisch-deutschen Interconnector für Dritte freigegeben. An anderen Kuppelstellen werden die tatsächlich verfügbaren Kapazitäten aber weiterhin durch langfristige Belegungsrechte der Eigentümer begrenzt. Die Allokation der knappen Kuppelkapazitäten erfolgt durch die Verbundnetzbetreiber, in Deutschland mithin durch E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW. Diese vergeben Kapazitäten in der Reihenfolge der Anmeldung (französisch-deutscher Interconnector) oder mittels Auktionsverfahren (dänisch-deutscher, niederländisch-deutscher und tschechisch-deutscher Interconnector). Mit ihrer Handelsabteilung nehmen die Verbundunternehmen an den von ihnen durchgeführten Auktionen auch selbst als Nachfrager teil.

#### *4.1.6 Organisierte Großhandelsmärkte*

**1154.** Im Zuge der Liberalisierung von Strommärkten entstehen organisierte Handelsplätze (Strombörsen), die den bilateralen Stromhandel um den Handel mit standardisierten Produkten auf Spot- und Terminbasis erweitern. Eine individuelle Vertragsgestaltung ist im Gegensatz zum bilateralen Handel beim anonymisierten Stromhandel über die Börse nicht möglich.

<sup>18</sup> Vgl. o.V., Yello steht nicht mehr zur Disposition, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 26. März 2004.

<sup>19</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Monitoring-Bericht, a.a.O., S. 14.

<sup>20</sup> Vgl. Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Transport, Congestion management discussion paper, Florence Forum, Rome, 8. Juli 2003.

Beispielsweise können sog. Vollversorgungsverträge, bei denen die Abnehmer ihren kompletten Strombedarf von einem einzigen Lieferanten beziehen und keine Angaben über den Umfang und den zeitlichen Verlauf ihres Strombezugs machen, nicht über die Börse gehandelt werden. Der Stromhandel über die Börse beschränkt sich auf eine begrenzte Anzahl von Produkten, die vor allem hinsichtlich des Lieferzeitraums standardisiert sind. Gehandelt werden typischerweise konstante Lieferungen für einzelne Halbstunden- oder Stundenintervalle des folgenden Tages sowie sog. Blockkontrakte, die konstante Lieferungen über mehrere Stunden des folgenden Tages beinhalten. Blockkontrakte haben beispielsweise konstante Stromlieferungen über alle 24 Stunden des Folgetages (Grundlastkontrakte) oder nur für die Tagesstunden von acht bis 20 Uhr (Spitzenlastkontrakte) zum Inhalt. Auch die Terminkontrakte, die in erster Linie der finanziellen Absicherung von Preisrisiken dienen, sind hinsichtlich der Lieferperiode (z. Bsp. Monat, Quartal, Jahr) standardisiert und in verschiedenen Lasttypen (Grundlast, Spitzenlast) unterteilt. Strombörsen haben eine wichtige wettbewerbliche Funktion in liberalisierten Energiemärkten, da sie in transparenter Weise Preisinformationen liefern, die auch für den außerbörslichen Stromhandel als Bezugsgrundlage verwendet werden. Die Börsenpreise für längerfristige Terminprodukte stellen darüber hinaus wichtige Signale für Kraftwerksneueinvestitionen dar. Voraussetzung für eine funktionierende Strombörse ist ein hinreichend großes Handelsvolumen. In Deutschland hatten im Sommer 2002 zunächst zwei Strombörsen, die LPX in Leipzig und die EEX in Frankfurt ihre Tätigkeit aufgenommen. Seit Anfang 2002 sind beide Börsen zur EEX in Leipzig fusioniert. Die EEX betreibt sowohl einen physischen Spotmarkt für Stromlieferungen am Folgetag (day-ahead market) als auch einen Markt für den Handel mit Terminkontrakten. Das Handelsvolumen ist bisher allerdings sowohl auf dem Terminmarkt wie auch auf dem Spotmarkt, auf dem ca. 7-8 % des deutschen Stromabsatzes gehandelt werden, noch gering.

**1155.** Illiquide Stromgroßhandelsmärkte sind, wie vielfache Erfahrungen aus dem Ausland belegen, besonders anfällig für Preismanipulationen durch marktmächtige Anbieter. Die Monopolkommission betrachtet die verschiedentlich an der LPX/EEX aufgetretenen Preisspitzen mit Sorge. Außergewöhnlich hohe Spotmarktpreise, die sich nach Aussagen von Marktteilnehmern nicht mit einer Änderung von Marktfundamentaldaten erklären lassen, waren erstmalig an einzelnen Tagen im Dezember 2001 zu beobachten und wiederholten sich mehrmals im Sommer 2002, im Januar 2003 sowie zuletzt im Sommer 2003. Die Preisausschläge von mehreren 100 bis zu mehreren 1.000 % hatten merkliche Auswirkungen auf das jahresdurchschnittliche Preisniveau der an der Börse gehandelten Strommengen.<sup>21</sup> Derartige Preisschwankungen erhöhen die Kosten des Stromhandels und erschweren das Risikomanagement für unabhängige Stadtwerke, die an der Börse Strom beschaffen, und haben insofern erhebliche Auswirkungen auf die wettbewerbliche Entwicklung der Strommärkte. Anzumerken ist, dass eine vergleichbare Preisentwicklung auf den Finanzmärkten zu einer Untersuchung durch die Börsenaufsicht geführt hätte.

## **4.2 Wettbewerbsentwicklung**

### **4.2.1 Preisentwicklung**

**1156.** Die Strompreise für Endverbraucher sind nach der Marktöffnung im Jahr 1998 deutlich gesunken. Am stärksten profitierten von dem Preisverfall die Industriekunden. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes betrug die durchschnittliche Senkung der Strompreise zwi-

---

<sup>21</sup> Zur wettbewerblichen Problematik von Preisspitzen auf den Stromgroßhandelsmärkten vgl. Abschnitt 5.2.2 in diesem Kapitel.

schen 1998 und 2000 im Produzierenden Gewerbe 27,3 %, im Bereich der Haushaltskunden jedoch nur 8,5 %.<sup>22</sup> Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings die im Vergleich zum Produzierenden Gewerbe höhere Belastung der Haushaltskunden mit der Stromsteuer. Korrigiert man die Preise um die Stromsteuer, ergibt sich für Haushaltskunden eine durchschnittliche Preissenkung von knapp 20 % im Zeitraum zwischen 1998 und 2000.<sup>23</sup> Die zunächst so positiv verlaufene Entwicklung der Strompreise für Endverbraucher hat sich jedoch nicht fortgesetzt. Seit Mitte des Jahres 2000 beginnen die Preise für alle Verbrauchergruppen wieder zu steigen. Nach den Erhebungen des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer (VEA) sind die Nettostrompreise (inclusive der Umlagen aus dem Erneuerbaren-Energien- und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz) für mittelständische Industriekunden zwischen Januar 2000 und Januar 2004 um ca. 34 % gestiegen.<sup>24</sup> Allein während des letzten Jahres sind die Strompreise für Industriekunden nach dem VEA-Strompreisvergleich um 15,1 % gestiegen.<sup>25</sup> Der Aufwärtstrend bei den Strompreisen für Industriekunden wird auch durch die jüngste Entwicklung des vom Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) herausgegebenen Strompreisindex belegt. Der Index der auf der Grundlage verschiedener Durchschnittspreise von an der EEX gehandelten Terminkontrakten und der Netznutzungsentgelte der Regelzonenbetreiber für Stromentnahmen aus dem Mittelspannungsnetz gebildet wird, ist zwischen Januar 2002 und März 2004 um 16 Prozentpunkte gestiegen. Der Anstieg der Endverbraucherpreise ist neben zusätzlichen Belastungen aus dem Erneuerbaren-Energien- und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz vor allem auf die zuletzt deutlich angestiegenen Stromgroßhandelspreise zurückzuführen. Die Höhe der Netznutzungsentgelte, die einen wesentlichen Bestandteil der Endkundenpreise bilden, ist dagegen weitgehend konstant geblieben.<sup>26</sup> Die Tendenz zu wieder ansteigenden Großhandelspreisen für Strom wird durch die Kursentwicklung des Spotmarktes an der Leipziger Strombörse belegt. Ein Aufwärtstrend der Großhandelspreise lässt sich dabei sowohl bei den Spotmarktpreisen des vergangenen Jahres als auch bei den im Jahr 2003 gehandelten Terminprodukten für Lieferungen im Jahr 2004 erkennen. Nach der Einschätzung der Marktteilnehmer, die sich in den Preisen der bis ins Jahr 2010 reichenden Terminprodukte widerspiegelt, werden die Großhandelspreise in den nächsten Jahren weiter zulegen.

**1157.** Im europäischen Vergleich liegen die Nettostrompreise, d.h. inklusive der Netznutzungsentgelte aber vor Steuern, für Industriekunden inzwischen wieder an der Spitze. Insbesondere kleine Unternehmen haben nach den Erhebungen von Eurostat in Deutschland die europaweit höchsten Strompreise zu bezahlen.<sup>27</sup> Dies liegt vor allem an den außerordentlich hohen Netznutzungsentgelten. Bei den anderen von Eurostat verwendeten Unternehmenskategorien liegen die Preise in der Regel weit über dem europäischen Durchschnitt. Für Haushaltskunden haben die Strompreise nach Schätzungen des VDEW mittlerweile wieder das Niveau vor der Marktöffnung erreicht.<sup>28</sup> Wie aus der Beispielrechnung des VDEW für einen Drei-Personen-Haushalt mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3.550 kWh hervorgeht, ist allerdings entgegen der häufig vorgebrachten Argumentation nur ca. 50 % des Preisanstiegs auf höhere Belastungen durch Umlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und

22 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Monitoring-Bericht, a.a.O., S. 18.

23 Vgl. Auer, J., Strompreis: Anstieg infolge politischer Sonderlasten programmiert, Deutsche Bank Research, Aktuelle Themen vom 30. Januar 2002, S. 3.

24 Vgl. VDEW, Pressekonferenz „Strompreise für die Industrie“ am 19. April 2004 in Hannover.

25 Vgl. Bundesverband der Energie-Abnehmer, Bundes-Strompreisvergleich I/2004 für Sondervertragskunden elektrischer Energie.

26 Gewisse Absenkungen der Netznutzungsentgelte auf der Mittel- und Niederspannungsebene wurden durch die gestiegenen Übertragungsnetzentgelte kompensiert. Vgl. Tz. 23.

27 Vgl. Eurostat, Energiepreise für die industriellen Verbraucher in der EU am 1. Januar 2003.

28 Vgl. VDEW, Das bringt 2003: Staat belastet Stromrechnung erneut, Meldung vom 25. November 2002.

auf die Stromsteuer zurückzuführen. Rund die Hälfte der Preiserhöhung geht auf den Bereich Erzeugung, Transport und Vertrieb zurück.

**1158.** Der gegenwärtige Aufwärtstrend der Strompreise belegt nach Auffassung der Monopolkommission die insgesamt nachlassende Wettbewerbsintensität auf den Strommärkten. Die Preisrückgänge, die zu Beginn der Liberalisierung auf den Strommärkten beobachtet werden konnten, waren, wie die vergleichsweise niedrigen Wechselraten zeigen, weniger auf aktuellen denn auf potentiellen Wettbewerb zurückzuführen. Als vorausschauende Abwehrreaktion der etablierten Gebietsversorger sollten Preissenkungen Wettbewerber vom Marktzutritt in das eigene Versorgungsgebiet abhalten. Zusätzlich unter Druck gerieten die Preise durch vorhandene Überkapazitäten im Bereich der Stromerzeugung bei gleichzeitig stagnierender Stromnachfrage. Die Monopolkommission hat schon in ihrem Dreizehnten Hauptgutachten darauf hingewiesen, dass eine nachhaltige Absicherung der nach der Marktöffnung eingesetzten Preisentwicklung nur dann gewährleistet ist, wenn es zu einem funktionsfähigen Durchleitungsreglement kommt.<sup>29</sup> Diesbezügliche Erwartungen haben sich bisher jedoch noch nicht erfüllt. Insbesondere überhöhte Netzzugangsentgelte führen nach wie vor zu erheblichen Behinderungen beim Netzzugang und beschränken die Wirksamkeit aktuellen und potentiellen Wettbewerbs. Hinzu kommt, dass die Verbundunternehmen mittlerweile Kraftwerke stilllegen und damit die Überkapazitäten im Erzeugungsbereich reduzieren. So hat RWE bis Ende 2001 Kraftwerkskapazitäten im Umfang von 3000 MW und E.ON bis Ende 2002 Kraftwerke mit einer Leistung von 4175 MW stillgelegt.<sup>30</sup> Nach Angaben des VDEW ist die Netto-Kraftwerkskapazität in Deutschland zwischen 2001 und 2002 um knapp 3 % gesunken.<sup>31</sup> Die Kapazitätsverringerung reduziert die Angebotsmengen auf dem Markt und führt tendenziell zu steigenden Großhandelspreisen.

#### 4.2.2 Wechselbereitschaft

**1159.** Seit der Liberalisierung der Strommärkte in Deutschland können Stromkunden ihren Anbieter grundsätzlich frei wählen. Ein wichtiger Indikator für den Wettbewerb auf den Endkundenmärkten ist daher die Anzahl der Verbraucher, die ihren Lieferanten seit der Marktöffnung gewechselt oder mit ihrem bisherigen Versorger einen neuen Vertrag zu günstigeren Konditionen abgeschlossen haben. Die Europäische Kommission geht in ihrem Zweiten Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes davon aus, dass zwischen 1998 und 2001 ca. 20-30 % der industriellen Großverbraucher in Deutschland ihren Anbieter gewechselt und insgesamt mehr als 50 % der industriellen Großverbraucher entweder ihren Anbieter gewechselt oder einen neuen Vertrag mit ihrem alten Lieferanten abgeschlossen haben.<sup>32</sup> Bei den Haushalts- und Gewerbekunden ist der Anteil der Verbraucher, die bis zum Herbst 2002 den Anbieter gewechselt haben mit 4,3 % (Haushalte) und 6,4 % (Gewerbekunden) bisher eher gering. Allerdings haben nach Schätzungen des VDEW knapp die Hälfte der Gewerbekunden und ca. ein Viertel der Haushaltskunden neue Verträge mit ihrem bisherigen Lieferanten abgeschlossen.<sup>33</sup> Deutlich höhere Wechselraten im Klein-

29 Vgl. Monopolkommission, Wettbewerbspolitik in Netzstrukturen, Hauptgutachten 1998/1999, Baden-Baden 2000, Tz. 89.

30 Vgl., RWE AG, Geschäftsbericht 2002, S. 77, E.ON AG, Geschäftsbericht 2002, S. 72.

31 Vgl., VDEW, Strommarkt Deutschland, Herbst 2003, S. 2.

32 Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Brüssel 2002, SEK(2002) 1038, S. 16.

33 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Monitoring-Bericht, a.a.O., S. 27.

kundenbereich sind beispielsweise in Großbritannien zu beobachten, wo seit der Marktöffnung im Jahr 1998 ca. 40 % der Haushaltskunden ihren Stromlieferanten gewechselt haben.<sup>34</sup>

**1160.** Die Ursachen für die geringe Wechselbereitschaft der Kleinkunden in Deutschland dürften neben mangelnder Information und einer gewissen Unsicherheit über die mit einem Anbieterwechsel verbundenen Folgen vor allem in der Tatsache liegen, dass der Anteil der Ausgaben für Strom am Gesamtbudget eines Haushaltes und damit die durch einen Anbieterwechsel zu erzielenden Einsparpotentiale vergleichsweise gering sind. Erst beträchtliche Preisunterschiede werden daher einen Wechsel des Anbieters auslösen. Insofern bestehen aufgrund der geringen Preissensitivität der Haushaltskunden erhöhte Preissetzungsspielräume für die etablierten Versorger. Insgesamt belegt die geringe Wechselaktivität im Bereich der Haushalts- und Kleinkunden nach Auffassung der Monopolkommission, dass der von dieser Verbrauchergruppe ausgehende Wettbewerbsdruck als gering einzustufen ist.

### **4.3 Beurteilung der Markt- und Wettbewerbsentwicklung**

**1161.** Mit der Novellierung des EnWG und des GWB haben sich die rechtlichen und wirtschaftlichen Bedingungen auf den Strommärkten in Deutschland verändert. Endverbrauchern wurde die Möglichkeit gegeben, ihren Stromanbieter selbst zu wählen. Von dieser Möglichkeit machten zunächst die industriellen Sondervertragskunden und die weiterverteilenden Stromunternehmen Gebrauch, die sich aus langfristigen Bezugsverträgen lösten, um günstigere Angebote anderer Zulieferer wahrzunehmen. Nach der Verabschiedung der Verbändevereinbarung Strom II und der damit verbundenen Einführung von Standardlastprofilen führte der Marktzutritt bundesweit agierender Handelstöchter der Verbundunternehmen auch zu intensivem Wettbewerb um Haushaltskunden. Der zunehmende Wettbewerbsdruck hatte zunächst zu günstigeren Preisen und Versorgungsbedingungen sowohl für industrielle Großkunden als auch für Haushaltskunden geführt. Insbesondere die Stadtwerke profitierten von erheblich günstigeren Bezugspreisen.

Die Wettbewerbsdynamik der Anfangsphase nach der Liberalisierung war jedoch nur von kurzer Dauer. Seit Beginn des Jahres 2001 ist ein deutliches Nachlassen der Wettbewerbsintensität auf den Strommärkten festzustellen. Der zunächst einsetzende oligopolistische Preiswettbewerb zwischen den Verbundunternehmen stellte sich als ein Übergangsphänomen heraus, mit dem der drohende Marktzutritt ausländischer Anbieter abgewehrt und ein Abwandern der Stadtwerke verhindert werden sollte. Oligopolistischer Preiswettbewerb war zudem aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten im Erzeugungsbereich zu erwarten, kann aber im homogenen Oligopol nicht als Regelfall angesehen werden. Der annähernd gleichzeitig zu beobachtende Anstieg der Strompreise mit dem von den Verbundunternehmen betriebenen Abbau von Erzeugungskapazitäten seit dem Jahr 2001 lässt vielmehr darauf schließen, dass die Phase kurzfristigen Preiswettbewerbs beendet und einem abgestimmten Verhalten zwischen den Oligopolmitgliedern gewichen ist. Für diese Einschätzung spricht, dass sich die Verbundunternehmen darauf beschränken, ihre traditionellen Absatzgebiete zu beliefern und auf Wettbewerbsvorstöße in das Liefergebiet der jeweils anderen Verbundunternehmen verzichten. Ein durchgreifender Lieferantenwechsel hat weder bei den Großabnehmern noch bei den Haushaltskunden stattgefunden. Vielmehr werden beispielsweise fast alle Stadtwerke von ihrem ehemaligen Vorlieferanten beliefert.

---

<sup>34</sup> Vgl. Ofgem, Domestic gas and electricity supply competition. Recent Developments, Juni 2003, S. 35, sowie Tz. 1237 in diesem Kapitel.



**1162.** Parallel dazu haben sich die strukturellen Bedingungen für Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft durch die mit der Marktöffnung einsetzenden Zusammenschlussaktivitäten nachhaltig verschlechtert. Die horizontalen Zusammenschlüsse haben auf der Großhandelsebene zur Herausbildung eines engen Oligopols unter Führung von E.ON und RWE, die über beträchtliche Ressourcen- und Marktanteilsvorsprünge gegenüber EnBW und Vattenfall verfügen, geführt. Mittels geschickter Fusions- und Akquisitionspolitik ist das Dyopol dabei, seine Marktmacht entlang der vertikalen Wertschöpfungskette auszudehnen. Die vertikalen Beteiligungen an Stadtwerken und lokalen Weiterverteilern substituieren langfristige Lieferverträge und dienen dazu, den Verbundunternehmen den Absatzmarkt für die eigene Erzeugungskapazität zu erhalten. Auf diese Weise zementiert das Oligopol seine marktbeherrschende Stellung auf dem Großhandelsmarkt, bevor es sich den Herausforderungen des Wettbewerbs überhaupt erst stellen muss. Im Ergebnis führt die Beteiligungspolitik der Verbundunternehmen zu Marktstrukturen, die den rechtlich abgeschotteten Gebietsmonopolen vor der Liberalisierung ähneln.

### ***5. Wettbewerbsprobleme beim Netzzugang und auf den Großhandelsmärkten***

**1163.** Die Wettbewerbsprobleme in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ergeben sich aus einem komplexen Zusammenwirken der natürlichen Monopole auf der Netzebene und der vertikalen Integration sowie der horizontalen Marktmacht der vier großen Verbundunternehmen. Aufgrund der Komplexität dieser Zusammenhänge können singuläre regulative Eingriffe zur Verringerung der Wettbewerbsprobleme auf einer Ebene unbeabsichtigt zu einer Verschärfung der Wettbewerbsprobleme auf einer anderen Ebene führen.

Auf der Netzebene besitzt der als natürlicher Monopolist nicht angreifbare Netzbetreiber die Möglichkeit, durch das Einfordern überhöhter Netznutzungsentgelte einen Monopolgewinn zu erzielen. Dieses missbräuchliche Verhalten ist aufgrund der geringen Substitutionsmöglichkeiten und der vergleichsweise geringen Elastizität der Endverbrauchernachfrage nach Elektrizität besonders profitabel und unabhängig davon zu erwarten, ob der Netzbetreiber Teil eines vertikal integrierten Verbundunternehmens ist oder eigenständig agiert. Eine eigentumsrechtliche Separierung des Netzbetriebes von den anderen Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft wird dieses Wettbewerbsproblem daher nicht lösen. Um den monopolistischen Preishöhenmissbrauch einzudämmen, ist der Betrieb von Stromnetzen in jedem Fall einer staatlichen Preisaufsicht zu unterstellen.

Wenn der Netzbetreiber Teil eines Verbundunternehmens ist, besitzt er zusätzlich den Spielraum, seine Monopolmacht auf der Netzebene zur Diskriminierung anderer Unternehmen auf den grundsätzlich wettbewerblich organisierbaren Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft zu nutzen. Beispielsweise kann der Netzbetreiber versuchen, die Fix- und Gemeinkosten der Erzeugungs- und Vertriebsstufe teilweise den Netznutzungsentgelten zuzurechnen und durch diese Form der missbräuchlichen Quersubventionierung einen Wettbewerbsvorteil gegenüber seinen Konkurrenten auf den vor- und nachgelagerten Märkten zu gewinnen. Besonders gravierend erscheinen die mit der vertikalen Integration verbundenen Diskriminierungspotentiale vor allem hinsichtlich des Verbundes von Stromerzeugung und Übertragungsnetzbetrieb. Die mit dem Betrieb des Übertragungsnetzes verbundenen Informationsvorteile lassen vielfältige Möglichkeiten zur Behinderung von Wettbewerbern zu.

Die im Vergleich zu den Grenzkosten niedrigen Preise für Strom auf den Großhandelsmärkten und die relativ hohen Netznutzungsentgelte lassen vermuten, dass die deutschen Verbundunternehmen ihre Monopolgewinne bisher weitgehend auf der Netzebene realisierten. Jedoch ist zu beobachten, dass die Verbundunternehmen auch dazu übergehen, ihre horizontale Marktmacht zur Durchsetzung überhöhter Strompreise einzusetzen. Der derzeit zu beobachtende Abbau von Erzeugungskapazitäten kann durchaus als Vorbereitung dieser Strategie gedeutet werden.

## **5.1 Wettbewerbsprobleme beim Netzzugang**

### **5.1.1 Überhöhte Netznutzungsentgelte**

**1164.** Stromübertragungs- und Verteilnetze sind ökonomisch aufgrund von Größen- und Verbundvorteilen in Verbindung mit einem hohen Anteil versunkener Kosten an den Gesamtkosten des Netzbetriebs als natürliche Monopole zu klassifizieren. Es ist davon auszugehen, dass die aus den spezifischen Kostenstrukturen resultierende grundsätzliche Wettbewerbsresistenz des Betriebs von Stromnetzen auch langfristig bestehen bleiben wird, da weder mit einem erheblichen Anstieg der Stromnachfrage noch mit technischen Innovationen zu rechnen ist, die den Aufbau paralleler Leitungsnetze oder den intermodalen Wettbewerb zwischen verschiedenen Vertriebswegen anregen könnten.

Als natürliches Monopol stellt der Betrieb von Stromnetzen die Wettbewerbspolitik vor besondere Aufgaben: Monopolistische Stromnetzbetreiber, die auf natürliche Weise vor aktuellem und potentiell Wettbewerbs geschützt sind, haben keinen Anreiz, ihre Dienstleistungen zu einem wettbewerbsanalogem Preis bereitzustellen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass durch missbräuchlich überhöhte Netznutzungsentgelte Monopolrenten aus dem Netzbetrieb realisiert werden, die dann über höhere Strompreise auf die Endkunden überwältigt werden. Besonders hohe Monopolgewinne lassen sich im Strombereich wegen der geringen Substitutionsmöglichkeiten und der vergleichsweise geringen Elastizität der Endverbrauchernachfrage erzielen. Um monopolistischem Preishöhenmissbrauch vorzubeugen, ist der Betrieb von Stromnetzen in jedem Fall einer staatlichen Preisaufsicht zu unterstellen.

**1165.** Stromübertragungs- und Verteilnetze sind außerdem als wesentliche Einrichtungen anzusehen, da der Zugang Dritter zu den Leitungsnetzen eine notwendige Voraussetzung für die wettbewerbliche Betätigung auf den den Netzen vor- und nachgelagerten Märkten der Stromerzeugung und des Stromeinzelhandels darstellt. Hieraus resultieren bei vertikal integrierten Marktstrukturen, in denen der monopolistische Netzbetreiber auch auf den wettbewerblichen Marktstufen aktiv ist, beträchtliche Anreize, andere Marktteilnehmer durch diskriminierende Netzzugangsbedingungen bzw. unangemessen hohe Netznutzungsentgelte zu behindern. Missbräuchlich überhöhte Netznutzungsentgelte sind dabei ein besonders wirksamer Hebel zur Übertragung von Monopolmacht aus dem Netzbetrieb auf die Groß- und Einzelhandelsmärkte, da eine missbräuchliche Preissetzung von den Aufsichtsbehörden in der Regel sehr viel weniger leicht nachgewiesen werden kann als explizite Behinderungen des Netzzugangs beispielsweise durch die Verweigerung aufgrund angeblicher Kapazitätsengpässe, aufwändige Vertragsformalitäten oder die zeitverzögerte Behandlung von Durchleitungsanträgen.

Das Diskriminierungspotential missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte resultiert aus den Möglichkeiten des vertikal integrierten Netzbetreibers zur Quersubventionierung seiner Aktivitäten auf den Wettbewerbsmärkten durch die im Netzbetrieb erzielten Monopolrenten. Diskriminierungsmöglichkeiten ergeben sich dabei sowohl auf dem vorgelagerten Großhan-

delsmarkt, auf dem durch niedrige Preise der Marktzutritt unabhängiger Erzeugungsunternehmen erschwert wird, als auch auf den nachgelagerten Einzelhandelsmärkten, auf denen Wettbewerber durch höhere Vorleistungskosten behindert werden. Besonders deutlich ausgeprägte Anreize, Wettbewerber im Stromhandel zu diskriminieren, bestehen vor allem dann, wenn der Netzmonopolist auch in den Erzeugungsbereich integriert ist, da er sich in diesem Fall durch die Behinderung von Wettbewerbern den Absatz der eigenen Erzeugungsmenge sichert. Im Gegensatz dazu ist das Interesse von Verteilnetzbetreibern, die nicht über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen, angesichts der im Einzelhandel zu erzielenden geringen Gewinnmargen weniger auf die Behinderung von Wettbewerbern denn auf die Erzielung von Monopolrenten aus dem Netzbetrieb gerichtet.

**1166.** Während die Problematik des Preishöhenmissbrauchs auf dem natürlichen Monopolcharakter der Leitungsnetze und insofern auf den technischen Besonderheiten der Elektrizitätsversorgung beruht, ist die Diskriminierungsproblematik allein auf die vertikale Integration von monopolistischen und wettbewerblichen Aktivitäten zurückzuführen. Im Falle einer eigentumsrechtlichen Separierung der natürlichen Monopolbereiche von den Wettbewerbsbereichen würde die Ausdehnung von Monopolmacht auf die Wettbewerbsmärkte vermieden, da der eigentumsrechtlich separierte Netzbetreiber keine Anreize hätte, Wettbewerber zu diskriminieren. Als nicht angreifbarer Monopolist wäre er aber dennoch einer Preisaufsicht zu unterstellen. Insofern sind die teilweise in der wettbewerbspolitischen Reformsdiskussion vorgebrachten Argumente, durch eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung des Netzbetriebs von den übrigen stromwirtschaftlichen Aktivitäten eines Unternehmens – sofern sie überhaupt geeignet wäre, Diskriminierungsanreize wirksam zu verringern – könne die Regulierungstiefe deutlich verringert werden, nicht haltbar. Selbst eine eigentumsrechtliche Entflechtung kann die Aufgabe der Preisaufsicht nur erleichtern, ersetzen kann sie sie jedoch nicht.

**1167.** Die Höhe der Netznutzungsentgelte erweist sich derzeit als das zentrale Wettbewerbshemmnis in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Das außerordentlich hohe Niveau der Netznutzungsentgelte in Deutschland wird durch internationale Vergleichsstudien belegt. Gemäß dem Dritten Benchmarkingbericht der EU-Kommission weist Deutschland im Bereich der Mittelspannung die durchschnittlich höchsten Netzzugangsentgelte auf und liegt im Bereich der Niederspannung hinter Belgien und Österreich an dritter Stelle.<sup>35</sup> Zu einem tendenziell ähnlichen Resultat kommt die im Auftrag des BMWA erstellte Haubrich-Studie,<sup>36</sup> die sich auf einen Vergleich der Länder Deutschland, Österreich, England/Wales, Schweden und Finnland beschränkt. Die Studie belegt die insbesondere im Niederspannungsbereich vergleichsweise hohen Netznutzungsentgelte von Deutschland und Österreich, die die englisch-walisischen und finnischen Vergleichswerte um das Zwei- bis Dreifache übersteigen. Auch im Mittelspannungsbereich weisen Deutschland und Österreich die höchsten Netzzugangsentgelte auf, allerdings sind in diesem Bereich die Abstände zu den übrigen Ländern etwas geringer als im Niederspannungsbereich. Die Übertragungsnetzentgelte, die in den ersten Jahren nach der Liberalisierung noch vergleichsweise niedrig waren,<sup>37</sup> sind zwischenzeitlich beträchtlich angehoben worden.

Die empirischen Befunde belegen nicht nur die im internationalen Vergleich beträchtlich überhöhten Netznutzungsentgelte in Deutschland, sondern auch den signifikant höheren An-

35 Vgl. EU-Kommission, Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, DG Tren Draft Working paper, Brüssel 2004, S. 21.

36 Vgl. Haubrich, H.-J., Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Aachen 2002.

37 Vgl. Pérez-Arriaga, I.J. et al., Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, Report prepared for the DG Tren / European Commission, Universidad Pontificia Comillas, Madrid 2002, S. 29.

teil der Netznutzungsentgelte an den Endkundenpreisen beispielsweise im Vergleich mit den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich.<sup>38</sup> Die damit einhergehenden niedrigen Gewinnspannen auf der Erzeugungs- und der Verteilebene stellen, wie die Marktentwicklung zeigt, offensichtlich eine wirksame Marktzutrittsbarriere für neue Anbieter dar.

### *5.1.2 Konzeptionelle und verfahrensrechtliche Probleme bei der Regulierung des Netzzugangs*

#### *5.1.2.1 Verfahren der Regulierung von Netzzugangsentgelten*

**1168.** Für die wettbewerbliche Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft kommt einem diskriminierungsfreien Netzzugang zu angemessenen Netznutzungsentgelten und damit einer wirksamen Aufsicht über die Netzpreise eine wesentliche Bedeutung zu. Angesichts der unvollständigen Information der Aufsichtsbehörde ist diese Preisaufsicht allerdings eine komplexe ökonomische Aufgabe, die darin besteht, missbräuchlich hohe Netznutzungsentgelte zu verhindern, aber gleichzeitig dem monopolistischen Netzbetreiber die Möglichkeiten zu belassen, ausreichende Erlöse zur Finanzierung der im Rahmen des Netzbetriebs anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten zu erwirtschaften.

Das grundsätzliche Informationsproblem der Aufsichtsbehörde resultiert aus dem Umstand, dass ihr keine wettbewerblichen Vergleichsmaßstäbe zur Beurteilung der Angemessenheit von Netznutzungsentgelten zur Verfügung stehen und sie stattdessen gezwungen ist, die Zulässigkeit der Netzpreise anhand der Kosten des Netzbetriebs zu überprüfen. Selbst bei einem vollständigen Einblick in die Kostensituation des regulierten Netzbetreibers kann die Aufsichtsbehörde jedoch nur begrenzt beurteilen, inwieweit die nachgewiesenen Kosten unter Effizienzgesichtspunkten tatsächlich gerechtfertigt sind bzw. inwieweit der Netzbetreiber bestehende Rationalisierungspotentiale ausgeschöpft hat.

Grundlegende konzeptionelle Fragen ergeben sich aus dem Tatbestand, dass die Kostenstruktur von Leitungsnetzen in der Stromwirtschaft durch einen hohen Anteil von Fix- und Gemeinkosten geprägt ist. Bei der Preisgestaltung für den Netzzugang gilt es nämlich zu entscheiden, wie diese Fix- und Gemeinkosten den einzelnen Teilleistungen des Netzbetriebs zugerechnet werden sollen bzw. welche Beiträge zur Deckung der Gesamtkosten von den einzelnen Netznutzungsdienstleistungen zu erbringen sind. Verschärft wird das Problem der Zuordnung von Fix- und Gemeinkosten durch die vertikale Integration der Stromnetzbetreiber in die vor- und nachgelagerten Bereiche der Stromerzeugung und der Endkundenversorgung und die daraus resultierenden Anreize, Gemeinkosten aus diesen Bereichen dem Netzbetrieb zuzuordnen. Bedeutsam ist in diesem Zusammenhang, dass für die Zuordnung von Fix- und Gemeinkosten auf die einzelnen Dienstleistungen eines Netzbetreibers aus wissenschaftlicher Sicht keine allgemein gültigen Regeln existieren. Vielmehr wurden verschiedene Zurechnungsverfahren entwickelt, die jeweils spezifische Vor- und Nachteile im Hinblick auf ihre Effizienzeigenschaften, auf ihre Praktikabilität bezüglich des Informationsbedarfs der Regulierungsinstanz sowie auf die verbleibenden Preissetzungsspielräume, die sie dem Netzbetreiber bei der Ausgestaltung von Einzelpreisen belassen, aufweisen. Die Abwägung zwischen den Vor- und Nachteilen alternativer Zurechnungsverfahren hängt von den Gegebenheiten des jeweiligen Sektors ab und kann sich im Zeitablauf ändern. Allzu vereinfachende pauschale Zuordnungsregeln für Fix- und Gemeinkosten sind der Komplexität des Problems in der Regel jedoch nicht angemessen und können zu ineffizienten Marktergebnissen führen.

<sup>38</sup> Vgl. Brunekreeft, G.: Regulation and Third Party Discrimination in the German Electricity Supply Industry, Universität Freiburg 2002, S. 14 f.

**1169.** Verfahren zur Regulierung der Netznutzungsentgelte lassen sich danach unterscheiden, in welchem Umfang sie bei der Preisfeststellung auf die tatsächlich entstandenen Kosten aus dem Netzbetrieb zurückgreifen. Im Folgenden werden Kostenregulierungsverfahren, Verfahren der Anreizregulierung und Benchmarkingansätze unterschieden.

**1170.** Bei der Kostenregulierung erfolgt die Preisbestimmung ex post auf der Grundlage der der Aufsichtsbehörde vom Netzbetreiber vorgelegten Kostenaufstellung. Die Festsetzung oder Genehmigung der Preise erfolgt im Rahmen der Kostenregulierung derart, dass es dem regulierten Unternehmen möglich ist, seine Gesamtkosten einschließlich einer marktüblichen Verzinsung des Eigenkapitals bzw. eines angemessenen Gewinnaufschlags zu decken. Dabei kann sich die Preisprüfung auf Einzelpreise oder auf den Gesamterlös des Netzbetreibers erstrecken. Der generelle Vorteil der Kostenregulierung ist, dass durch dieses Verfahren Abweichungen der Preise bzw. Erlöse von den tatsächlich entstandenen Kosten und damit Monopolgewinne begrenzt werden können. Problematisch ist jedoch, dass Kostenaufstellungen manipuliert werden können, etwa indem Gemeinkosten aus nicht regulierten Unternehmensaktivitäten auf die regulierte Aktivität zugeschlagen werden. Darüber hinaus sind mit einer Preisfestlegung auf der Grundlage der tatsächlich entstandenen Kosten keinerlei Anreize für eine effiziente Leistungsbereitstellung verbunden.

**1171.** Verfahren der Anreizregulierung zielen demgegenüber darauf ab, durch eine gewisse, in der Regel zeitlich begrenzte Entkopplung der regulatorisch festgelegten Preis- oder Erlösobergrenze von den in der Vergangenheit entstandenen Kosten des Netzbetriebs Anreize für eine effiziente Leistungsbereitstellung zu geben. In der Praxis wird mit einer Anreizregulierung meist die Verwendung einer Price-Cap-Regulierung assoziiert, wobei international im Elektrizitätssektor vor allem die Variante der Erlösobergrenzenregulierung Anwendung findet. Bei dieser Variante der Preisregulierung wird dem regulierten Netzbetreiber für eine mehrjährige Regulierungsperiode ein oberer Wachstumspfad für die Gesamterlöse aus dem Netzbetrieb vorgegeben. Dabei wird die Entwicklung der zu Beginn der Regulierungsperiode festgelegten Erlösobergrenze an die Entwicklung des Einzelhandelspreisindex (Retail Price Index, RPI) sowie eine von der Regulierungsbehörde geschätzte Produktivitätsfortschrittsrate, den sog. X-Faktor gebunden. Der X-Faktor wird von der Regulierungsbehörde ex ante für einen Zeitraum von mehreren Jahren festgelegt. Er soll die von der Behörde geschätzte Produktivitätsentwicklung, d.h. die erwarteten Effizienz- und Rationalisierungsfortschritte des regulierten Unternehmens bzw. des gesamten Sektors widerspiegeln. Ein positiver Wert des X-Faktors impliziert, dass die während der Regulierungsperiode erlaubten Preis- bzw. Erlössteigerungen unterhalb der durch den Einzelhandelspreisindex vorgegebenen allgemeinen Preissteigerungsrate bleiben müssen. Der X-Faktor gibt also an, um wieviel die (durchschnittlichen) Preise des regulierten Unternehmens real abgesenkt werden müssen. Da während der Regulierungsperiode Kosten- und Preis- bzw. Erlösentwicklung weitgehend voneinander entkoppelt sind und der Netzbetreiber Kostenreduktionen aufgrund von Produktivitätsfortschritten, die über die geschätzte Rate hinausgehen, als zusätzliche Gewinne einbehalten kann, werden durch das Price-Cap-Verfahren erhebliche Anreize zur effizienten Leistungserstellung gesetzt. Darüber hinaus überlässt eine Erlösobergrenze dem regulierten Netzbetreiber weitgehende Spielräume bei der Festlegung der Einzelpreise für verschiedene Netzdienstleistungen und trägt somit dem oben angeführten Problem der Zurechnung von Fix- und Gemeinkosten zumindest innerhalb des Netzbetriebs Rechnung. Die zulässige Preisobergrenze und die Produktivitätsfortschrittsrate werden in periodischen Abständen auf der Grundlage der von der Regulierungsbehörde prognostizierten Kosten neu festgelegt. Dabei wird auch die Kosten- und Gewinnentwicklung des regulierten Netzbetreibers während der vergangenen Regulierungsperiode berücksichtigt. Insofern kann auch bei der Price-Cap-Regulierung auf eine Kos-

tenkontrolle nicht verzichtet werden. Die mit der Price-Cap-Regulierung verbundenen, besonders ausgeprägten Anreize zu kostensenkenden Maßnahmen bergen die latente Gefahr einer Qualitätsverschlechterung bei den angebotenen Netzdienstleistungen, da Qualitätsminderungen sich in der Regel kostenreduzierend auswirken. Bei einer Price-Cap-Regulierung ist daher auf eine strikte Vorgabe von Qualitätsstandards zu achten.

**1172.** Die grundlegende Idee von Benchmarkingansätzen besteht darin, durch einen Unternehmensvergleich Hinweise auf die relative Effizienz eines Netzbetreibers zu gewinnen. Für die Preiskontrolle wird nicht auf die Kosten des regulierten Unternehmens, sondern auf die Preise, Erlöse oder Kosten anderer Netzbetreiber zurückgegriffen. Voraussetzung eines Benchmarkingverfahrens ist die Existenz einer hinreichend großen Anzahl prinzipiell vergleichbarer Netzbetreiber. Diese Voraussetzungen sind in Deutschland zumindest auf der Verteilnetzebene mit über 900 Netzbetreibern grundsätzlich gegeben. Um mittels eines Vergleichs von Preisen, Erlösen oder Kosten auf die relative Effizienz eines Netzbetreibers schliessen zu können, ist es notwendig, den Einfluss unternehmensexogener Faktoren, wie beispielsweise struktureller Unterschiede zwischen den Versorgungsgebieten, auf die betrachtete Vergleichsgröße zu quantifizieren. Hierzu bedienen sich Benchmarkingansätze verschiedener statistischer Techniken.

Ein rudimentäres Benchmarkingverfahren stellt das im Rahmen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht angewandte Vergleichsmarktkonzept dar. Nach diesem Konzept weisen Preisunterschiede zwischen zwei Netzbetreibern immer dann auf einen Preismissbrauch hin, wenn keine gebietsstrukturellen Unterschiede zwischen den verglichenen Unternehmen bestehen. Das Bundeskartellamt hat den Preisvergleich bei den Missbrauchsfällen aufgrund überhöhter Netznutzungsentgelte zu einem Vergleich der Erlöse je Leitungskilometer modifiziert.<sup>39</sup> Die Erfahrungen des Bundeskartellamtes mit der Anwendung des Vergleichsmarktkonzeptes bei der Missbrauchsaufsicht sind jedoch ernüchternd. In der Regel ist es nicht möglich, den vom Beschwerdegericht aufgestellten Beweisanforderungen Genüge zu tun. Die Möglichkeiten eines Nachweises missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte auf der Grundlage des Vergleichsmarktkonzeptes müssen daher als gescheitert betrachtet werden. Darüber hinaus ist aus ökonomischer Sicht die Aussagekraft des Vergleichsmarktkonzeptes relativ gering, da beim Vergleichsmarktkonzept auf Preise oder Erlöse eines Netzbetreibers als Vergleichsgröße abgestellt wird, die nur mangelhaft wettbewerblich beeinflusst sind und erhebliche Monopolrenten enthalten können. Insofern sind Benchmarkingansätze, die auf einen Preis- bzw. Erlösvergleich abstellen, mit einem grundlegenden konzeptionellen Problem konfrontiert. Mit einem Unternehmensvergleich auf der Grundlage von Preisen bzw. Erlösen lässt sich ein insgesamt überhöhtes Niveau der Netznutzungsentgelte nicht nachweisen. Die Monopolkommission hat daher bereits in ihrem letzten Hauptgutachten auf die beschränkte Reichweite des aus der Kartellrechtspraxis stammenden räumlichen Vergleichsmarktkonzeptes hingewiesen und die Notwendigkeit einer Ergänzung der bestehenden gesetzlichen Grundlagen zur Netzpreisaufsicht im Stromsektor um ein kostenorientiertes Benchmarking betont.<sup>40</sup>

Konzeptionell kann durch ein kostenorientiertes Benchmarkingverfahren das Problem eines Vergleichs von Monopolpreisen vermieden werden. Da bei kostenorientierten Benchmarkingverfahren direkt auf einen Vergleich der Kosten abgestellt wird, lassen sich zumindest Aussagen über die relative Effizienz von Netzbetreibern machen. Die Ergebnisse eines Kostenbenchmarkings können im Rahmen von Preisregulierungsverfahren eingesetzt werden, um einen gewissen Wettbewerb zwischen Netzbetreibern zu stimulieren (sog. Yardstick-Wettbe-

<sup>39</sup> Vgl. Tz. 1136.

<sup>40</sup> Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, a.a.O., Tz. 389.

werb). Dies geschieht in der Weise, dass die mittels Benchmarkingverfahren identifizierten relativ ineffizienten Netzbetreiber von der Regulierungsbehörde strengere Vorgaben zur Kostensenkung erhalten, als die relativ effizienten Netzbetreiber. Der Maßstab für die genehmigten Netzpreise ist also nicht die individuelle Kostensituation eines Netzbetreibers sondern die durchschnittliche Kostenentwicklung der gesamten Branche. Im Unterschied zur Price-Cap-Regulierung stehen die regulierten Netzbetreiber nicht im Wettbewerb mit der Einschätzung der Regulierungsbehörde darüber wie die zukünftige Kostenentwicklung aussehen soll, sondern im Wettbewerb mit anderen Netzbetreibern. Mit einem derartigen Verfahren werden erhebliche Anreize für den regulierten Netzbetreiber geschaffen, seine Kosten über den Branchendurchschnitt hinaus zu senken. Aufgrund der zusätzlichen Gewinnmöglichkeiten bei überdurchschnittlichen Kosteneinsparungen und der damit zu erzielenden höheren Kapitalrentabilität ist die Yardstickregulierung auch für die regulierten Netzbetreiber attraktiv. International wird bei der Regulierung von Netznutzungsentgelten im Stromsektor in zunehmendem Maße auf kostenorientierte Benchmarkingverfahren zurückgegriffen, wobei die Ergebnisse des Vergleichs vor allem zur Prognose von Kostenentwicklungen bzw. der Festlegung zu erwartender Produktivitätsfortschritte im Rahmen der Price-Cap-Regulierung verwendet werden. Die internationalen Erfahrungen fallen insgesamt äußerst positiv aus.<sup>41</sup> Die praktizierten Anreizverfahren haben zu erheblichen Kostensenkungen geführt und werden auch von den regulierten Unternehmen positiv beurteilt, da Kostensenkungen mit höheren Gewinnen belohnt werden.<sup>42</sup>

#### *5.1.2.2 Verfahrensrechtliche Probleme bei der Durchsetzung des Netzzugangs*

**1173.** Bei der Netzpreisaufsicht kann, wie der kursorische Überblick über Verfahren zur Regulierung von Netznutzungsentgelten erkennen lässt, auf eine systematische und umfangreiche Prüfung der Kostensituation von Stromnetzbetreibern nicht verzichtet werden. Insbesondere stehen keine wettbewerblichen Vergleichsmaßstäbe oder einfache Kostenkalkulationsregeln für die Ermittlung angemessener Netznutzungsentgelte zur Verfügung. Bei der Kostenprüfung und Entgeltermittlung muss die Aufsichtsbehörde Regulierungskonzepte sowohl für den Umgang mit dem Problem einer sachgerechten Zuordnung von Fix- und Gemeinkosten als auch im Hinblick auf die Frage nach den Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung entwickeln, die den zugrunde liegenden ökonomischen Problemen angemessen sind. Nach der bereits im letzten Hauptgutachten dargelegten Einschätzung der Monopolkommission können die komplexen ökonomischen Probleme der Preisbildung in Netzsektoren wie der Stromwirtschaft durch den verhandelten Netzzugang in Verbindung mit einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht im Rahmen des allgemeinen Kartellrechts nicht gelöst werden.

**1174.** Im Modell des verhandelten Netzzugangs kommt der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht eine maßgebliche Bedeutung für die Durchsetzung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und für die Kontrolle der Netzzugangspreise zu. Die Verbändevereinbarung Strom II plus, die zur Bestimmung der Höhe der Netzzugangsentgelte nur allgemeine Kalkulationsregeln, aber keine konkreten Preisvorgaben enthält, belässt den Netzbetreibern erhebliche Preissetzungsspielräume, die in missbräuchlicher Weise zur Erzielung von Monopolrenten und zur Behinderung von Wettbewerbern eingesetzt werden können. Die Kalkulation von Netznutzungsentgelten gemäß den Preisfindungsprinzipien der Verbändevereinbarung Strom II plus bietet daher keine Gewähr für die Missbrauchsfreiheit der derart kalkulierten Netzpreise.

<sup>41</sup> Vgl. Abschnitt 5.1.3.3 in diesem Kapitel.

<sup>42</sup> Vgl. Riechmann, Ch., Milczarek, J., Anreizregulierung: Eine Chance für Verbraucher und Netzbetreiber?, in: vwd:energy weekly vom 4. März 2004, S. 8.

Einer effektiven Missbrauchsaufsicht durch das Bundeskartellamt stehen jedoch erhebliche verfahrensrechtliche Probleme entgegen. Vor dem Hintergrund der grundsätzlichen konzeptionellen Schwierigkeiten bei der Ermittlung angemessener Netznutzungsentgelte ist insbesondere unklar, auf Grundlage welcher Kriterien die Kartellbehörden, denen die Beweislast obliegt, den Gerichten gegenüber einen Preimissbrauch nachweisen können. Die diesbezüglichen Schwierigkeiten werden durch die jüngst ergangenen Entscheidungen des Oberlandesgericht Düsseldorf zu den Missbrauchsverfügungen des Bundeskartellamtes im Fall der Stadtwerke Mainz bzw. der TEAG verdeutlicht. Durch seine Rechtsauffassung im Hinblick auf die Vermutung guter fachlicher Praxis für die Entgeltkalkulation gemäß dem Kalkulationsleitfaden der Verbändevereinbarung Strom II plus hat das Gericht den Anwendungsspielraum der Missbrauchsaufsicht über Netznutzungsentgelte in der Stromwirtschaft massiv eingeschränkt. Dies gilt auch im Hinblick auf die vom Gericht geforderte Einzelpreisprüfung für verschiedene Netzdienstleistungen. Die Kostenzurechnungsproblematik erscheint schon im Hinblick auf die Zuordnung von Fix- und Gemeinkosten zwischen dem Erzeugungs- bzw. Vertriebsbereich einerseits und dem Netzbereich andererseits keine einfach zu lösende Aufgabe. Ungleich schwieriger ist die Kostenzuordnung bzw. die Ermittlung angemessener Netzzugangspreise für verschiedene Spannungsebenen und einzelne Abnahmeverhältnisse innerhalb des Netzbetriebs. Die damit verbundenen grundsätzlichen Fragestellungen werden vom Gericht nicht ausreichend gewürdigt. Insgesamt sieht sich die Monopolkommission durch die Rechtssprechung des Oberlandesgerichts leider in ihrer Auffassung bestätigt, dass die Preisaufsicht über Netznutzungsentgelte im Rahmen des allgemeinen Wettbewerbsrechts weitgehend wirkungslos bleibt.

**1175.** Die mit der Bestimmung angemessener Netznutzungsentgelte verbundenen Informationsprobleme und konzeptionellen Schwierigkeiten bei der Kostenkontrolle und der Kostenzuordnung stellen sich grundsätzlich auch den Gerichten, sofern sich die gerichtliche Überprüfung von Entscheidungen der Aufsichtsbehörde auch auf die materielle Prüfung der Netzentgelte erstreckt. Aufgrund der Komplexität des Entscheidungsproblems dürften die Gerichte mit dieser Aufgabe jedoch grundsätzlich überfordert sein. Es steht zu befürchten, dass die Gerichte durch allzu vereinfachende Kostenzuordnungsregeln dem ökonomischen Grundproblem nicht gerecht werden. Die Monopolkommission hat sich daher bereits in ihrem letzten Hauptgutachten dafür ausgesprochen, den mit der Ermittlung angemessener Netznutzungsentgelte verbundenen konzeptionellen Problemen verfahrensmäßig durch ein mehrstufig aufgebautes System von Gesetzen, Verordnungsbestimmungen und von der Aufsichtsbehörde erlassenen Regulierungsvorschriften Rechnung zu tragen, durch die der Rahmen für die einzelne Regulierungsentscheidung abgesteckt wird. Hierbei sollte der Regulierungsbehörde die Wahl eines Systems der Preisregulierung, beispielsweise einer Kostenregulierung nach bestimmten Preissetzungsregeln oder eines Anreizverfahrens, grundsätzlich freigestellt bleiben. Auf der Grundlage der auf der ersten Stufe von der Regulierungsbehörde aufgestellten Regulierungs- und Verfahrensgrundsätze entscheidet die Behörde im zweiten Schritt über den konkreten Einzelfall, d.h. über die angemessenen Höhe einzelner Netznutzungsentgelte. Die gerichtliche Überprüfung einer Regulierungsentscheidung der Aufsichtsbehörde würde sich bei einer derartigen Verfahrensstruktur auf die Übereinstimmung der Einzelfallentscheidung mit den übergeordneten Verfahrensgrundsätzen der Aufsichtsbehörde bzw. die Übereinstimmung der Verfahrensgrundsätze mit den übergeordneten Gesetzes- und Verordnungsvorschriften beschränken. Die Gerichte müssten aber keine materiellrechtliche Überprüfung von Einzelentgelten mehr vornehmen.<sup>43</sup>

---

43 Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 2000/2001, a.a.O., Tz. 772.



Vor diesem Hintergrund ist vor allem auch vor einer allzu starken Einschränkung der Spielräume der zukünftigen Regulierungsbehörde für den Stromsektor durch gesetzliche und verordnungsrechtlich Vorgaben zur Kalkulation von Netzpreisen zu warnen. Dass allzu vereinfachende pauschale Kalkulationsregeln für Netznutzungsentgelte den ökonomischen Erfordernissen nicht gerecht werden und die aus missbräuchlich überhöhten Netznutzungsentgelten resultierende Wettbewerbsproblematik nicht wirksam beseitigen können, wurde bereits mehrfach betont. Darüber hinaus gehen von derartigen Regelwerken keine Anreize zu Kostensenkungen und zu einer effizienten Leistungsbereitstellung aus.

Im Interesse einer effektiven Wettbewerbsaufsicht über den Netzzugang in der Elektrizitätswirtschaft hat sich die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Hauptgutachten für eine Ex-ante-Regulierung der Netzpreise ausgesprochen. Diese hätte neben einer schnelleren Durchsetzbarkeit von Durchleitungswünschen und einer Erleichterung der Beweislast für den Nachweis angemessener Netznutzungsentgelte den Vorteil, die Anwendung anreizorientierter Regulierungsinstrumente möglich zu machen. Dass mit einer anreizorientierten Regulierung erhebliche Effizienzsteigerungen im Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze erreicht werden können, wird durch das Beispiel der englischen Stromwirtschaft verdeutlicht.

**1176.** Befürchtet wird zuweilen, dass der mit einer Anreizregulierung einhergehende verstärkte Kostendruck mit einer Verschlechterung der Versorgungsqualität sowie ungenügenden Anreizen für ausreichende Investitionen in die Netzinfrastruktur einhergeht. Es steht außer Frage, dass jedes zu implementierende Preisregulierungsverfahren dem Netzbetreiber die Finanzierung der bei einem effizienten Netzbetrieb anfallenden Betriebs- und Kapitalkosten ermöglichen muss. Dies schließt die Kosten von Investitionen für den Erhalt und die eventuell notwendige Erweiterung der Leitungsnetze mit ein. Die Versorgungssicherheit im Sinne eines verlässlich arbeitenden Netzbetriebs ohne häufige Versorgungsunterbrechungen durch Netzausfälle steht in einem engen Zusammenhang mit den Investitionen in die Netzinfrastruktur. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Ausgestaltung der Netzpreisaufsicht nicht nur zu einem Mangel sondern auch zu einem Übermaß an Investitionen führen kann. Anreize, durch eine Ausweitung der Kapitalbasis und überhöhte Investitionen die regulatorisch zugestandenen Erlöse zu maximieren, bestehen bei jeder Form der Kostenzuschlagsregulierung, besonders ausgeprägt sind sie bei der rentabilitätsorientierten Kostenregulierung. Anreizorientierte Preisregulierungsinstrumente, die mit einem erheblichen Druck zu kostensenkenden Maßnahmen einhergehen, können dagegen mit negativen Auswirkungen auf das Investitionsverhalten und die Qualität der angebotenen Dienstleistungen verbunden sein. Allerdings kann der regulierte Netzbetreiber auch durch höhere Gewinne von den aus neuen Investitionen resultierenden Produktivitätsfortschritten profitieren.

Um der Gefahr einer schleichenden Verschlechterung der Versorgungsqualität bei anreizorientierten Regulierungsinstrumenten zu begegnen, ist auf eine komplementäre Qualitätsaufsicht nicht zu verzichten. Hierbei ist zunächst das gewünschte Niveau der vom Netzbetrieb zu leistenden Versorgungssicherheit zu bestimmen, wobei auch die mit einer Erhöhung der Versorgungsqualität einhergehenden Kosten zu berücksichtigen sind. Im Anschluss daran sind Indikatoren zur Beurteilung der Versorgungsqualität zu entwickeln, die einem kontinuierlichen Monitoring durch die Regulierungsbehörde unterliegen. Die regelmäßige Kontrolle der Qualitätsindikatoren signalisiert eine Verschlechterung der Netzqualität und liefert insofern auch Hinweise auf notwendige Netzinvestitionen.

Im Hinblick auf die Versorgungszuverlässigkeit ist das durchschnittliche Qualitätsniveau der deutschen Stromnetze außerordentlich hoch. Dies belegen internationale Vergleiche, in denen Deutschland mit einer durchschnittlichen jährlichen Unterbrechungsdauer je Stromkunde von

15 Minuten innerhalb Europas an der Spitze liegt.<sup>44</sup> Insofern liefern diese Vergleiche keine Rechtfertigung das Niveau der Versorgungsqualität noch weiter anzuheben.

### *5.1.3 Erfahrungen mit der Regulierung von Netznutzungsentgelten in England*

#### *5.1.3.1 Privatisierung und Liberalisierung der Stromwirtschaft in England und Wales*

**1177.** Das englisch-walisische Elektrizitätsversorgungssystem wurde durch die am 1. April 1990 in Kraft gesetzten wettbewerblichen Reformen grundlegend neu strukturiert. Die Aktivitäten des staatlichen Central Electricity Generation Board (CEGB), das bis zu diesem Zeitpunkt über eine Monopolstellung in der Stromerzeugung und der Stromübertragung verfügte, wurden auf vier neugegründete Unternehmen aufgeteilt. Den Betrieb des Übertragungsnetzes übernahm die National Grid Company (NGC), die sich bis zur erzwungenen Börsennotierung im Dezember 1995 im Eigentum der zwölf regionalen Energieversorgungsunternehmen befand. Die Erzeugungskapazitäten wurden auf die Unternehmen PowerGen, National Power und Nuclear Electric übertragen. PowerGen und National Power wurden im Februar 1991 privatisiert, während Nuclear Electric zunächst in staatlichem Eigentum verblieb. Im Jahr 1996 wurden dann die neueren Kraftwerkstypen von Nuclear Electric und Scottish Nuclear auf das neugegründete Unternehmen British Energy übertragen und dieses Unternehmen privatisiert. Die zwölf englischen und walisischen Area Electricity Boards, die für die Stromverteilung und die Versorgung von Endverbrauchern zuständig waren, wurden in Aktiengesellschaften überführt und im November 1990 privatisiert. Sie werden seither als Regional Electricity Companies (RECs) bezeichnet.

**1178.** Zur Koordination der Stromproduktion und zur Abwicklung des Großhandels wurde der Electricity Pool of England and Wales eingerichtet. Der Pool stellte einen organisierten kurzfristigen Großhandelsmarkt für Elektrizität dar. Die Teilnahme am Poolhandel war für alle größeren Anbieter und Abnehmer verpflichtend. Die Abwicklung des operativen Geschäftes lag beim Übertragungsnetzbetreiber, der NGC. Im März 2001 wurde der Poolmechanismus durch neue Handelsregeln, die sog. New Electricity Trading Arrangements (NETA), ersetzt. Mit den neuen Handelsregeln wurde der obligatorische Poolhandel aufgehoben und die Möglichkeit zum Abschluss freiwilliger bilateraler Stromhandelsverträge eingeführt.

**1179.** Im Bereich der Versorgung von Endkunden wurde der Markt sukzessive dem Wettbewerb zwischen den RECs und anderen Stromhändlern, den sog. Zusatzversorgern (Secondary Suppliers), geöffnet. Zunächst wurde im Jahr 1990 der Markt für Großkunden mit einer Spitzenlast von mehr als 1 MW/Jahr für Wettbewerber geöffnet. Die 1994 folgende zweite Liberalisierungsstufe ermöglichte Kunden mit einer Spitzenlast über 100 kW/Jahr den Versorgerwechsel. Schließlich führte die ursprünglich für den 1. April 1998 vorgesehene, letztlich aber erst im Juni 1999 umgesetzte letzte Stufe der Liberalisierung zur vollständigen Marktöffnung für alle Endverbraucher. Als Zusatzversorger sind andere RECs, Erzeugungsunternehmen oder unabhängige Dritte in der Versorgung von Endkunden tätig.

**1180.** Als sektorspezifische Aufsichts- und Regulierungsbehörde wurde der Director General of Electricity Supply (DGES) eingesetzt, der durch das Office of Electricity Regulation (Offer) unterstützt wird. Im Juni 1999 wurde Offer mit der Regulierungsbehörde für den Gassektor zum Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) verschmolzen. Die Funktionen des DGES, unter anderem der Schutz der Konsumenten und die Förderung des Wettbewerbs, und

<sup>44</sup> Vgl. Frontier Economics, Consentec, Netzpreisaufsicht in der Praxis, Anreize für angemessene Netzdimensionierung und Betriebsführung sowie Kenngrößen für betriebswirtschaftlichen Vergleich, Abschlussbericht für VIK und BDI, November 2003, S. 46.

des Director General of Gas Supply wurden im Jahr 2000 auf die mehrköpfige Gas and Electricity Markets Authority übertragen. Grundlage der Aufsichts- und Regulierungstätigkeit des DGES ist der Electricity Act von 1989 und der Utilities Act aus dem Jahr 2000. Das wichtigste Instrument des Regulierers sind die vom Secretary of State bzw. dem DGES erteilten Lizenzen, die für jede Betätigung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft, sei es Erzeugung, Übertragung oder Versorgung, notwendig sind. In der Praxis wurden in England je nach Elektrizitätswirtschaftlichem Betätigungsbereich zunächst vier Lizenztypen unterschieden: die Erzeugungslizenz, die Übertragungslizenz, die Gebietsversorgungslizenz (die Public Electricity Supply License) sowie die Zusatzversorgungslizenz. Durch die insgesamt zwölf Gebietsversorgerlizenzen werden die RECs zur Stromverteilung und Endkundenversorgung in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet ermächtigt. Demgegenüber berechtigen die Zusatzversorgerlizenzen Dritte zur Belieferung von Endkunden im Versorgungsgebiet einer REC. Eine Zusatzversorgerlizenz kann auch von einer REC zur Belieferung von Kunden im Versorgungsgebiet einer anderen REC erworben werden. Das Lizenzsystem wurde durch den Utilities Act aus dem Jahr 2000 geändert. Die neuen Regelungen sehen getrennte Lizenzen für die Stromverteilung und die Stromversorgung von Endkunden vor, die nur an rechtlich selbstständige Unternehmen vergeben werden dürfen. Dies erfordert die gesellschaftsrechtliche Entflechtung von Verteil- und Versorgungsaktivitäten bei den RECs. In den Lizenzen sind die Rechte und Pflichten des Lizenzinhabers detailliert festgelegt. Lizenzmodifikationen können, sofern die Zustimmung des Lizenzinhabers vorliegt, durch den DGES vorgenommen werden. Bei fehlender Zustimmung durch den Lizenzinhaber kann der DGES eine Lizenz nur auf der Grundlage eines entsprechenden Berichts der Competition Commission (vormals Monopolies and Mergers Commission) ändern. Die Bedeutung von Lizenzmodifikationen ergibt sich schon allein daraus, dass die periodisch stattfindenden Preiskontrollen im Übertragungs-, Verteilungs- und Versorgungsbereich einer Umsetzung in die Lizenzen bedürfen. Ebenso sind die Lizenzen entscheidende Instrumente zur Durchsetzung neuer Strukturen, wie beispielsweise die notwendigen Lizenzmodifikationen in Zusammenhang mit der vollständigen Öffnung des Versorgermarktes oder der Einführung der neuen Handelsregeln für den Großhandelsmarkt deutlich machen.

**1181.** Wesentliches Charakteristikum der 1990 in England und Wales durchgeführten Strukturereformen war die weitgehende vertikale Trennung des wettbewerblich organisierbaren Erzeugungsbereichs von den natürlichen Monopolbereichen Stromübertragung und Stromverteilung. Die NGC übernimmt als ein von Erzeugerinteressen unabhängiges Unternehmen den Betrieb des Übertragungsnetzes und die Funktion des System Operators. Übertragungs- und Erzeugungsaktivitäten wurden damit vollständig separiert. Weniger weitgehend war die Trennung zwischen Erzeugungsaktivitäten einerseits und Stromverteilung/Stromversorgung andererseits, da es den Regionalversorgungsunternehmen erlaubt blieb, Erzeugungskapazitäten von bis zu 15 % der Stromnachfrage in ihrem Versorgungsgebiet zu besitzen. Beibehalten wurde außerdem die vertikale Integration von monopolistischen Verteilungs- und wettbewerblich organisierbaren Versorgungsaktivitäten in den Regionalversorgungsunternehmen. Schließlich wurden die in der Anfangszeit nach der Liberalisierung bestehenden Obergrenzen für die Tätigkeit der Erzeugungsunternehmen als Zusatzversorger, nach denen sie im Gebiet einer REC höchstens einen Marktanteil von 15 % bei der Versorgung von zugelassenen Endkunden erlangen durften, 1993 vom DGES aufgehoben.

### 5.1.3.2 Regulierung der Übertragungs-, Verteilnetz- und Versorgungsaktivitäten

**1182.** Als natürliche Monopole wurden der Betrieb des Übertragungs- und der Verteilnetze dauerhaft einer Preisregulierung durch den DGES unterstellt. Im Versorgungsbereich unterlagen die Preise der nicht für die Belieferung durch Wettbewerber zugelassenen Kunden einer regulatorischen Kontrolle. Für Haushaltskunden wurde die Preisregulierung auch nach der vollständigen Marktöffnung im Jahr 1999 bis zur Herstellung effektiven Wettbewerbs zunächst noch beibehalten. Erst im April 2002 wurden die letzten noch verbliebenen Preiskontrollen im Endkundenbereich von der Regulierungsbehörde aufgehoben.<sup>45</sup> Erzeugungs- und Zusatzversorgungsaktivitäten unterliegen keiner Preisregulierung.

#### *Stromübertragung*

**1183.** Die NGC ist als Übertragungsnetzbetreiberin verpflichtet, allen lizenzierten Erzeugern und Versorgern den Netzanschluss und die Nutzung ihres Netzes zu nicht diskriminierenden Bedingungen zu gewähren und die Stromübertragung nach Maßgabe des im Pool erstellten Kraftwerkseinsatzplanes bzw. unter NETA gemäß den angemeldeten Fahrplänen zu ermöglichen. Zur Gewährleistung eines offenen Netzzugangs wird die NGC zur Veröffentlichung technischer Anschlussbedingungen sowie von Anschluss- und Netznutzungsgebühren, zur getrennten Rechnungslegung für die Geschäftsbereiche Übertragung, Poolsettlement und Übertragungshilfsdienste sowie zu einem Verbot der Quersubventionierung zwischen den verschiedenen Geschäftsbereichen verpflichtet. Aufgrund der Lizenzbestimmungen ist der NGC die Teilnahme am Stromhandel und der Stromversorgung verboten.

**1184.** Der Netzzugang im Übertragungsbereich wird durch ein System geographisch differenzierter Netznutzungsentgelte für Erzeuger und Abnehmer (Weiterverteiler, Händler) in die Praxis umgesetzt. Die Tarifzonen werden näherungsweise anhand der inkrementellen Kosten einer aufgrund zusätzlicher Einspeisung oder Entnahme an einem Anschlusspunkt notwendig werdenden Erhöhung der Netzkapazität abgegrenzt. Hierdurch sollen ökonomische Signale für effiziente Standortentscheidungen von Kraftwerken oder energieintensiven Industrieanlagen gegeben werden. Während anfangs Anschlusspunkte mit vergleichbaren Kosten zu elf später 14 Regionen mit jeweils einheitlichen Ein- und Ausspeiseentgelten zusammengefasst waren, wurde im April 1997 auf der Entnahmeseite zu einer Tarifzoneneinteilung entsprechend den Versorgungsgebieten der RECs übergegangen. Auf der Erzeugungsseite ist das Übertragungsnetz derzeit in 15 Tarifzonen untergliedert. Die Tarifbildung auf der Grundlage der inkrementellen Kosten des Netzausbaus führt in Regionen mit Einspeiseüberhang zu hohen Übertragungsnetzentgelten für die Erzeuger und in Regionen mit Entnahmeüberhang zu niedrigen, unter Umständen sogar negativen Übertragungsnetzentgelten für die Einspeisung von Strom. Für Abnehmer gilt das Umgekehrte. Zur Deckung der Gesamtkosten des Netzbetriebs (Betriebs-, Kapital- und Wartungskosten der Netzanlagen sowie Mess- und Verwaltungskosten) werden von der NGC pauschale Zuschläge auf die Grenzkostenpreise erhoben. Die Zuschläge werden derart auf Erzeuger und Abnehmer aufgeteilt, dass die Erzeuger ca. ein Viertel und die Abnehmer ca. drei Viertel der Gesamtkosten tragen. Die individuell zu zahlenden Netzgebühren orientieren sich für Erzeugerentgelte an der im Anschlusspunkt registrierten Kraftwerksleistung und für Abnehmer am Durchschnitt der in drei Systemspitzen gemessenen Last am Entnahmepunkt. Zusätzlich zu diesen als Transmission Network Use of Sys-

<sup>45</sup> Die Regulierung der Endkundenpreise hat allerdings insofern keine große Rolle gespielt, als die Kosten der eigentlichen Versorgungstätigkeit mit einem Anteil von unter 10 % nur einen sehr geringen Einfluss auf die Endkundenpreise haben und die sonstigen Kostenbestandteile (Strombeschaffung, -übertragung und -verteilung) im Rahmen der Preisprüfung schlicht überwältzt werden.

tem Charges bezeichneten Netzzugangsentgelten erhebt die NGC Netzzugangsgebühren (Connection Charges) sowie Entgelte für ihre Aktivitäten als System Operator (Balancing Service Use of System Charges). Während die Entgelte für den Netzzugang einer kostenorientierten Rentabilitätsregulierung unterworfen sind, unterliegen die Balancing Service Use of System Charges seit 1994 einer Sliding-Scale-Anreizregulierung, bei der die Differenz zwischen den tatsächlich entstandenen Kosten und einem von der Regulierungsbehörde festgelegten Kostenziel von der NGC teilweise an die Kunden weitergegeben werden muss und teilweise als Gewinn einbehalten werden kann. Dagegen werden die Übertragungsnetzentgelte im engeren Sinne, die Transmission Network Use of System Charges, die ca. 70 % der Erlöse der NGC ausmachen, durch eine für vier Jahre festgesetzte Erlösobergrenze mit jährlicher Anpassung gemäß der Formel RPI minus X reguliert.<sup>46</sup>

**1185.** Der X-Faktor für den Betrieb des Übertragungsnetzes wurde von der Regierung zum Zeitpunkt der Privatisierung auf Null gesetzt, so dass die Erlöse aus den Übertragungsnetzentgelten jährlich im Rahmen der Inflationsrate steigen konnten.<sup>47</sup> Im Jahr 1993 erfolgte vorzeitig eine erste Anpassung der Preisformel, bei der der X-Faktor auf 3 % angehoben wurde. Die Erlöse aus den Übertragungsnetzentgelten mussten damit jährlich um real mindestens 3 % gesenkt werden. Zu einer weiteren Verschärfung der Erlösobergrenzen führte die Überprüfung im Jahr 1997, die eine einmalige 20 %ige Verminderung des Erlöses im Finanzjahr 1997/1998 sowie reale Erlössenkungen von mindestens 4 % für die folgenden drei Jahre beinhaltete. Bei der bisher letzten Preisprüfung aus dem Jahr 2001 wurde der X-Faktor auf 1,5 % festgesetzt. In der Praxis beruht die Festlegung der einmaligen Preisabschläge und des für die folgende Regulierungsperiode geltenden X-Faktors auf den für diesen Zeitraum von der Regulierungsbehörde prognostizierten Betriebs- und Kapitalkosten, wobei Letztere bei der Preisprüfung im Jahr 2001 unter Zugrundelegung einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalverzinsung von 6,25 % vor Steuern ermittelt wurden.

#### *Stromverteilung*

**1186.** Durch die vom Secretary of State erlassenen Gebietsversorgerlizenzen wurde das Gesamtgebiet von England und Wales auf zwölf RECs aufgeteilt.<sup>48</sup> Den RECs obliegt neben der Stromversorgung der Endkunden die flächendeckende Stromverteilung über das Niederspannungsnetz bis zu den einzelnen Abnehmern. Die Verteilunternehmen sind durch ihre Lizenz verpflichtet, konkurrierenden Zusatzversorgern – dies können Erzeugungsunternehmen, andere Regionalversorger oder neu in den Markt eintretende dritte Stromhändler sein – den Zugang zum Verteilnetz zu ermöglichen. Zur Sicherstellung effektiven Wettbewerbs im Bereich der Versorgung enthalten die Lizenzbestimmungen ein allgemeines Diskriminierungsverbot bei der Einräumung des Netzzugangs, ein Verbot der Quersubventionierung zwischen den verschiedenen Geschäftsbereichen eines RECs sowie ein Verbot, durch die Festsetzung der Netzzugangsentgelte den Wettbewerb zu beschränken. Die Lizenzbestimmungen verlangen in ähnlicher Weise wie bei der NGC eine nach Geschäftsbereichen getrennte Rechnungslegung und verpflichten zur Veröffentlichung von Anschluss- und Netzzugangsentgelten.

---

46 Zur Price-Cap-Regulierung vgl. Tz. 1171.

47 Tatsächlich beinhalteten die „Initial Price Caps“ eine Begrenzung der durchschnittlichen Erlöse. Erst in der zweiten Regulierungsrunde wurde auf eine Gesamterlösbeschränkung auf der Grundlage der geschätzten Spitzenlast übergegangen. Vgl. Riechmann C., Preisentwicklungen in einem liberalisierten Strommarkt, in: Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft, 1999, S. 76.

48 Nach einer Reihe von Zusammenschlüssen werden die zwölf Gebietsversorgerlizenzen in England und Wales gegenwärtig von sieben Unternehmen gehalten.

**1187.** Die Verteilnetzentgelte sind als entfernungsunabhängige Briefmarkentarife konzipiert. Wie bei den Übertragungsnetzentgelten ist zwischen Anschlussgebühren (Connection Charges) und Netzzugangsgebühren (Distribution Use of System Charges) zu unterscheiden. Nur Letztere unterliegen einer Preiskontrolle durch die Regulierungsbehörde. Im Hinblick auf die Distribution Use of System Charges sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, nach Netzebenen differenzierte Gebühren festzulegen und zu veröffentlichen. In der Regel setzen sich die Distribution Use of System Charges aus einer fixen Gebühr zur Abdeckung der Mess- und Rechnungsstellungskosten, einer Anschlussleistungsgebühr je kW sowie einer verbrauchsabhängigen Gebühr je kWh zusammen. Die verbrauchsabhängige Arbeitsgebühr kann darüber hinaus jahres- und tageszeitlich differenziert werden.

**1188.** Während der ersten fünf Jahre nach den Reformen wurden die Netzzugangsentgelte im Verteilnetzbereich durch eine Obergrenze für den durchschnittlichen Erlös je kWh begrenzt, so dass der erlaubte Gesamterlös im Ausmaß des durch eine steigende Nachfrage ausgelösten Mengenwachstums zunehmen konnte. Für die erste Regulierungsperiode (April 1990 bis März 1995) wurden den Verteilnetzbetreibern reale Preissteigerungen (negative X-Faktoren) zugestanden, da seitens der Regierung von einem erheblichen Investitionsbedarf ausgegangen wurde. Die für jedes Verteilunternehmen individuell festgelegten Produktivitätsfortschrittsraten lagen zwischen  $X = 0$  und  $X = -2,5\%$ . Im gewichteten Durchschnitt wurden den Verteilnetzbetreibern in dieser Periode reale Preissteigerungen von  $1,15\%$  im Jahr zugebilligt.<sup>49</sup> Bei der ersten Preisprüfung im Jahr 1994 wurde vom DGE eine einmalige Absenkung der zulässigen Erlöse von  $11$  bis  $17\%$  für die einzelnen RECs für das Finanzjahr 1995/1996 vorgenommen und ein für alle Verteilunternehmen einheitlicher X-Faktor von  $2\%$  für die folgenden vier Jahre festgelegt. Im Hinblick auf die Anpassung des zulässigen Gesamterlöses an die Entwicklung der Nachfrage wurde die Preisformel insoweit geändert, als Mengenänderungen nicht mehr zu einer  $100\%$ igen, sondern nur noch zu einer  $50\%$ igen Anpassung der Erlösobergrenze führen dürfen. Begründet wurde diese Änderung damit, dass die Kosten des Verteilnetzbetriebs nur begrenzt mit der durchgeleiteten Strommenge korrelieren. Die 1994 festgelegten Erlösgrenzen wurden durch eine erneute Prüfung im Jahr 1995 ersetzt und erheblich verschärft. Anlass dieser Wiedereröffnung des Preisprüfungsverfahrens waren unter anderem der unmittelbar nach Bekanntgabe der neuen Umsatzgrenzen zu beobachtende starke Anstieg der Börsenkurse der Verteilunternehmen sowie die Angebote, die das Management des Regionalversorgers Northern Electric seinen Aktionären zur Abwehr eines feindlichen Übernahmeangebots machte. Die Angebote machten deutlich, dass die Produktivitätsfortschritts- und Gewinnerwartungsprognosen, die der DGE auf der Grundlage der ihm von den RECs zur Verfügung gestellten Informationen getroffen hatte, auf Fehlannahmen beruhten und den RECs übermäßig hohe Gewinne ermöglicht hätten. Im Ergebnis führte die erneute Preisprüfung im Jahr 1995 zu einer weiteren einmaligen Reduktion der Erlöse um  $10$  bis  $13\%$  je nach REC für das Finanzjahr 1996/1997 und einem X-Faktor von  $3\%$  für die restlichen drei Jahre. Bei der bisher letzten Überprüfung der Netzzugangsentgelte der Verteilnetzbetreiber im Jahr 1999 wurden von der Regulierungsbehörde erneut einmalige Erlösreduktionen zwischen  $19\%$  und  $33\%$  für das Geschäftsjahr 2000/2001 sowie reale Erlössenkungen von jährlich  $3\%$  bis 2005 angeordnet.<sup>50</sup>

49 Vgl. Riechmann, C., Preisentwicklungen in einem liberalisierten Strommarkt, a.a.O. S. 78.

50 Vgl. Ofgem, Review of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000, Distribution Price Control Review, Final Proposals, December 1999, S. 59.

*Qualitätsregulierung*

**1189.** Das bei der Regulierung der Netzzugangs- und Endverbraucherpreise in England angewandte Price-Cap-Verfahren beinhaltet ausgeprägte Anreize zu Kostensenkungen, da sich niedrigere Kosten während der laufenden Regulierungsperiode unmittelbar in höheren Gewinnen des regulierten Unternehmens niederschlagen. Soweit sich Qualitätsverschlechterungen bei den angebotenen Dienstleistungen kostensenkend auswirken, ist bei der Price-Cap-Regulierung die Festlegung und Überwachung von Qualitätsstandards unbedingt erforderlich.

**1190.** Grundlegende Sicherheitsstandards für einen stabilen Netzbetrieb sind sowohl in den Lizenzen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber als auch in besonderen technischen Regelwerken, dem Grid Code und dem Distribution Code, enthalten. Die lizenzierten Netzbetreiber sind außerdem gemäß ihren Lizenzbestimmungen dazu verpflichtet, einmal jährlich über die Einhaltung der Sicherheitsstandards und über Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungsqualität zu berichten. Über diese technischen Sicherheitsstandards hinaus hat die Regulierungsbehörde für die Verteilnetzbetreiber weitere Qualitätsstandards aufgestellt, wobei zwischen garantierten Standards (Guaranteed Standards) und generellen Standards (Overall Standards) zu unterscheiden ist. Während garantierte Qualitätsstandards bei Nichterfüllung zu Kompensationszahlungen an den betroffenen Verbraucher führen, werden durch die generellen Standards lediglich Zielwerte für bestimmte Indikatoren der Versorgungsqualität festgelegt, die jedoch keine Kompensationszahlungen beinhalten. Die derzeit geltenden garantierten Standards betreffen unter anderem zeitliche Vorgaben für die Wiederaufnahme der Versorgung nach einer Unterbrechung, für die Ankündigung einer Versorgungsunterbrechung und für die Bearbeitung von Beschwerden sowie die Veröffentlichung von Informationen über Entgelte, den Erstanschluss und die Einhaltung von Terminabsprachen. Im Rahmen der periodisch stattfindenden Preisprüfung für Verteilnetzbetreiber schließlich hat Ofgem ein finanzielles Anreizsystem für die Verbesserung der Versorgungsqualität eingeführt. Danach können Verteilnetzbetreiber, die hinsichtlich der Anzahl und der durchschnittlichen Dauer von Versorgungsunterbrechungen ihren unternehmensspezifisch festgelegten Zielwert nicht erreichen, mit einem jährlichen Abschlag von bis zu 1,75 % auf die erlaubte Erlösobergrenze bestraft werden. Unternehmen, die über ihrem Zielwert liegen, erhalten eine Belohnung. Die für jedes Unternehmen individuell festgelegten Zielgrößen werden auf der Basis der in der Vergangenheit erreichten Werte sowie durch ein Benchmarking zwischen den Verteilnetzbetreibern ermittelt.

*5.1.3.3 Erfahrungen mit der Regulierungspraxis*

**1191.** Die zu Beginn der Liberalisierung noch von der Regierung festgelegten Preisobergrenzen im Übertragungs- und Verteilnetzbereich erwiesen sich als äußerst großzügig und erlaubten den regulierten Unternehmen, die entgegen den Erwartungen ihre Kosten deutlich senken konnten, beträchtliche Gewinne. Als mit dem Ende der ersten Regulierungsperiode diese Entwicklung sichtbar wurde, sah sich die Regulierungsbehörde zu drastischen Kürzungen der erlaubten Umsatzobergrenze gezwungen, mit denen das Preisniveau den gesunkenen Kosten angepasst werden sollte. Zusätzlich zu den von der Regulierungsbehörde durchgesetzten Umsatzkürzungen wurden die Verteilunternehmen 1998 von der britischen Regierung mit einer Sondersteuer (Windfall Tax) zur Abschöpfung der Unternehmensgewinne belegt. Trotz dieser Sondersteuer und den in den ersten beiden Regulierungsrunden von der Regulierungsbehörde durchgesetzten Umsatzkürzungen waren in der dritten Regulierungsrunde erneut hohe einmalige Preissenkungen notwendig, um die Erlöse den Kosten anzupassen. Die britischen Erfah-

rungen mit der Praxis der Price-Cap-Regulierung in der Elektrizitätswirtschaft vermitteln daher ein gemischtes Bild. Zwar beinhaltet die Price-Cap-Methode vergleichsweise starke Anreize zu Effizienzverbesserungen und Kostensenkungen, diese können aber – wie in England und Wales der Fall – mit hohen Gewinnen für das regulierte Unternehmen einhergehen. Mit anderen Worten, die Effizienzgewinne wurden zumindest anfangs nur in geringem Maße an die Konsumenten weitergegeben.

**1192.** Ungeachtet dieser Kritik sind die Erfolge der Price-Cap-Regulierung in der englisch-walisischen Stromwirtschaft beachtlich. Die Netzzugangsentgelte sind seit der Liberalisierung real um 50 % gefallen. Sowohl die National Grid Company als auch die Verteilnetzbetreiber konnten beträchtliche Produktivitätsfortschritte erzielen, die deutlich über das allgemeine Produktivitätswachstum in Großbritannien hinausgingen.<sup>51</sup> Kostensenkungen konnten die Netzbetreiber vor allem bei den laufenden Betriebskosten realisieren und in geringerem Umfang auch bei den Kapitalkosten. Nach Angaben von Ofgem sind die Betriebskosten der Verteilnetzbetreiber seit 1990 um ca. 30 % und im Übertragungsnetzbereich um ca. 35 % gesunken.<sup>52</sup> Wie die regelmäßig von Ofgem veröffentlichten Berichte zum Stand der Versorgungssicherheit zeigen, sind die Kosteneinsparungen dabei nicht zulasten der Qualität erfolgt. Vielmehr hat sich sowohl die Anzahl als auch die Dauer von Versorgungsunterbrechungen mit wenigen Ausnahmen seit der Privatisierung kontinuierlich verringert.<sup>53</sup>

**1193.** Die britische Regulierungsbehörde untersucht gegenwärtig in einem umfassenden Reformprojekt die Grundlagen der Preisregulierung in den natürlichen Monopolbereichen des Elektrizitäts- und Gassektors. Der Rahmen der Preisregulierung, insbesondere die Festlegung einer Preisobergrenze gemäß der RPI-minus-X-Formel soll dabei im Grundsatz beibehalten, jedoch hinsichtlich verschiedener Einzelaspekte neu gestaltet werden. Diskutiert werden unter anderem grundsätzliche Fragen der Abwägung zwischen Anreizen zur Kostensenkung und der Sicherstellung ausreichender Investitionen zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs, Verbesserungen des finanziellen Anreizsystems für die Versorgungsqualität sowie die Einführung einer Regelung, die es den Unternehmen ermöglicht, Kostensenkungen, die über die von Ofgem gesetzten Zielwerte hinausgehen, für einen festgesetzten Zeitraum von fünf Jahren einzubehalten, unabhängig davon, in welchem Jahr der laufenden Regulierungsperiode diese Kostensenkungen realisiert wurden. Untersucht werden außerdem die Aussagekraft verschiedener Benchmarkingmethoden zur Bewertung der relativen Kosteneffizienz von Netzbetreibern und die Möglichkeiten von Ofgem, die Ergebnisse derartiger Vergleichsstudien für die Prognose von Kostensenkungspotentialen im Rahmen der Preisprüfung verstärkt einzusetzen.

## **5.2 Wettbewerbsprobleme auf den Stromgroßhandelsmärkten**

**1194.** Beim Stromgroßhandel lassen sich der eigentliche Großhandelsmarkt, auf dem sich die Stromerzeuger als Anbieter und die weiterverteilenden Versorgungsunternehmen, Stromhändler oder industrielle Großkunden als Nachfrager gegenüberstehen, und der Markt für den Handel mit Regelernergie unterscheiden. Bei mangelnder Liquidität besteht auf dem Stromgroß-

---

51 Nach den Berechnungen der Cambridge Economic Policy Associates Ltd. hat die Gesamtfaktorproduktivität der Verteilnetzbetreiber zwischen 1991/1992 und 2000/2001 jährlich um ca. 4,2 % zugenommen. Die National Grid Company konnte ein jährliches Produktivitätswachstum von durchschnittlich 2,5 % erzielen. Das gesamtwirtschaftliche Produktivitätswachstum lag in diesem Zeitraum in Großbritannien bei durchschnittlich ca. 1,3 % jährlich. Vgl. Cambridge Economic Policy Associates Ltd., *Productivity Improvements in Distribution Network Operators*, Final report, Ofgem, September 2003, S. 19, 24, 28.

52 Vgl. Ofgem, *Developing network monopoly price controls*, Initial consultation, August 2002.

53 Vgl. Ofgem, *Report on Distribution and Transmission Performance 1999/2000*, Januar 2001, S. 8, 12.



handelsmarkt aufgrund der wenig elastischen Nachfrage die Gefahr strategischer Preismanipulationen durch marktmächtige Anbieter. Vor diesem Hintergrund sind die hohe Konzentration auf der Stromerzeugungsebene aber auch die zunehmenden vertikalen Verflechtungen in der deutschen Stromwirtschaft, die zu einer Verringerung der Liquidität auf den Großhandelsmärkten beitragen, als besonders kritisch anzusehen.

**1195.** Auf dem Markt für den Handel mit Regelenergie, die dem kurzfristigen Ausgleich ungeplanter Schwankungen zwischen Stromeinspeisung und Stromentnahme dient, ist der für den Systemausgleich verantwortliche Netzbetreiber grundsätzlich der einzige Nachfrager. Trotz seines Nachfragemonopols verfügt der Systembetreiber nicht über Preisgestaltungsspielräume, da er über keine Ausweichmöglichkeiten verfügt und seine Nachfrage nahezu völlig unelastisch ist. Auch der Regelenergiemarkt ist daher grundsätzlich anfällig gegenüber dem Ausüben horizontaler Marktmacht der Anbieter. Dabei ist die Liquidität auf dem Regelenergiemarkt in der Tendenz geringer als auf dem Großhandelsmarkt, da nicht alle Kraftwerke technisch geeignet sind, Regelenergie bereitzustellen. Zusätzlich wird das Handelsvolumen und die Zahl der Marktteilnehmer auf dem Regelenergiemarkt in Deutschland durch institutionelle Markteintrittsbarrieren, insbesondere durch die von den Verbundunternehmen aufgestellten Präqualifikationskriterien, beschränkt.

### *5.2.1 Wettbewerbsbehindernde Ausgestaltung der Märkte für Regelenergie*

**1196.** Regelenergie wird benötigt, um kurzfristige Schwankungen von Stromeinspeisungen und -entnahmen auszugleichen und die Netzfrequenz stabil zu halten. Differenzen zwischen den in Deutschland am Vortag angemeldeten Fahrplänen der Marktteilnehmer und dem tatsächlichen Verbrauch am Liefertag sind aufgrund kurzfristiger Veränderungen des Verbrauchs von Industrie und Haushalten, von unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen und natürlichen Schwankungen der Windenergieeinspeisungen unvermeidbar. Traditionellerweise erfolgte die Bereitstellung von Regelenergie für die Frequenzhaltung in Deutschland durch die vertikal integrierten Verbundnetzbetreiber, die den Regelenergiebedarf aus eigenen Kraftwerkskapazitäten deckten. Mit der Liberalisierung der Strommärkte wurden in vielen Ländern Märkte für die wettbewerbliche Beschaffung von Regelenergie geschaffen. In Deutschland wurde die wettbewerbliche Öffnung der Regelenergiemärkte mittels Auflagen des Bundeskartellamtes in Fusionskontrollverfahren (E.ON, RWE) sowie im Rahmen von Missbrauchsverfahren (EnBW, Vattenfall) durchgesetzt.

**1197.** Der physikalische Systemausgleich von Ein- und Auspeiseschwankungen erfolgt durch das Zu- und Abschalten speziell für diesen Zweck vorgehaltener Kraftwerksreserven. Teilweise kann für die Bereitstellung von Regelenergie auch auf abschaltbare Leistungen von industriellen Großkunden mit unterbrechbaren Versorgungsverträgen zurückgegriffen werden. Die Ausregelung von Frequenzschwankungen verläuft in drei Stufen: durch die im Sekundärbereich wirkende Primärregelung, die für wenige Minuten eingesetzte Sekundärreserve und die Minutenreserve. Die Primärregelung erfolgt dezentral und vollautomatisch durch Primärregelkraftwerke im gesamten west- und mitteleuropäischen Verbundsystem der Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE). Die in den einzelnen Regelzonen der UCTE vorzuhaltende Primärregelleistung wird jedes Jahr im Verhältnis der Anteile der Nettostromerzeugung festgelegt. Dies bedeutet aber nicht zwingend, dass alle entsprechenden Erzeugungseinheiten in der jeweiligen Regelzone liegen müssen. Damit die Primärregelleistung möglichst bald wieder zur Verfügung steht, wird sie spätestens nach 30 Sekunden durch die Sekundärregelung ersetzt. Die manuell aktivierte Minutenreserve soll nach Eintritt einer Störung ohne Verzögerung eingesetzt werden und muss spätestens nach 15 Minuten die Sekun-

därreserve abgelöst haben. Die gesamte unter der Sekundärregelung und der Minutenreserve verfügbare Leistung muss mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung, um Frequenzabweichungen durch Ausfälle schnell genug ausregeln zu können. Das gesamte jährliche Marktvolumen für die Beschaffung von Regelenergie liegt bei ca. 1 Mrd. €. Davon entfallen derzeit 10 % auf die Primärreserve, 60 % auf die Sekundärreserve und 30 % auf die Minutenreserve.

**1198.** Die Kosten für die Leistungsvorhaltung werden als nicht individualisierbare Systemdienstleistungen den Kosten des Übertragungsnetzes zugeordnet und über die Durchleitungspreise allen Netznutzern in Rechnung gestellt. Die Abrechnung der tatsächlich eingesetzten elektrischen Arbeit erfolgt im Unterschied dazu gegenüber den Bilanzkreisen. Mehr als 70 % der Regelenergiekosten fließen in die Übertragungsnetzentgelte, ca. 30 % werden von den Bilanzkreisverantwortlichen getragen. Mit einem Anteil von über 40 % an den gesamten Übertragungsnetzentgelten stellen die Regelenergiekosten einen bedeutenden Kostenblock für die Nutzung des Höchstspannungsnetzes dar.

**1199.** In Deutschland obliegt die Verantwortung für den physikalischen Systemausgleich und die finanzielle Administration von Mehr- oder Mindereinspeisungen der Bilanzkreise den Übertragungsnetzbetreibern in ihrem jeweiligen Netzgebiet. Es existieren somit in Deutschland vier separate Regelzonen. Den Auflagen des Bundeskartellamts folgend kontrahieren die Verbundunternehmen ihren Regelenergiebedarf seit einiger Zeit über grundsätzlich deutschlandweite öffentliche Ausschreibungsverfahren. Hierfür haben sie internetbasierte Beschaffungsmärkte eingerichtet. Auf diesen Märkten verfügt das jeweilige Verbundunternehmen über ein Nachfragemonopol und tritt gleichzeitig mit seinen Kraftwerksschwesterunternehmen als Anbieter auf.

Durch die Auflagen des Bundeskartellamtes wurde den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben, Primär- und Sekundärreserve für einen Zeitraum von maximal sechs Monaten auszusprechen und getrennt nach positiver und negativer Reserve kostenminimal zu beschaffen. Die Minutenreserve, die grundsätzlich auch über abschaltbare Lieferungen bei industriellen Großkunden bereitgestellt werden kann, ist täglich auf der Basis stündlicher Gebote auszusprechen. Um an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen zu können, haben potentielle Anbieter im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens nachzuweisen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen technischen Anforderungen an die Erbringung der unterschiedlichen Regelleistungsarten erfüllen. Bisher sind nur wenige Anbieter auf den jeweiligen Märkten präqualifiziert. Beispielsweise sind auf den von E.ON betriebenen Märkten aktuell vier Anbieter für Primärregelleistung, vier Anbieter für Sekundärregelleistung und elf Anbieter für Minutenreserve präqualifiziert (Stand 1. April 2004). Die Auswahl der vorzuhaltenden Regelkapazitäten erfolgt unter Kostengesichtspunkten nach der Merit Order, für Sekundärregelleistung und Minutenreserve getrennt nach positiver und negativer Regelerichtung. Für die Vorhaltung der Reserveleistung erhalten die Anbieter bei allen Regelenergiearten eine Optionsgebühr (Leistungspreis). Für Sekundär- und Minutenreserve wird für tatsächlich angeforderte Energie zusätzlich ein Arbeitspreis bezahlt, wobei im Falle von RWE und EnBW für die Abrechnung der jeweilige individuelle Gebotspreis zugrunde gelegt wird (Pay-as-Bid-Verfahren) und in der E.ON-Regelzone der Preis des zuletzt herangezogenen Gebotes (Systemgrenzpreis).

**1200.** Sachlich abzugrenzen von den Beschaffungsmärkten für Regelenergie ist der Teilmarkt der Abrechnung von Ausgleichsenergie mit den Bilanzkreisen. Hier stehen dem Übertragungsnetzbetreiber als einzigem Anbieter von Ausgleichsenergie die Bilanzkreisverantwortlichen als Nachfrager gegenüber. Positive und negative Bilanzabweichungen verschiedener Bi-

lanzkreise treten zeitgleich auf und kompensieren sich. Der Übertragungsnetzbetreiber muss nur den verbleibenden Saldo durch die Bereitstellung von Regelenergie ausgleichen. Die auf dem Abrechnungsmarkt umgesetzten Mengen an Ausgleichsenergie liegen daher um ein Vielfaches über den vom Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellten Regelenergiemengen. Übersteigt die Summe der Entnahmen in einer Regelzone die Summe der Einspeisungen (positiver Gesamtsaldo), zahlen die Bilanzkreise für Mindereinspeisungen (Lieferung positiver Regelarbeit) und erhalten eine Vergütung für Mehreinspeisungen (negative Regelarbeit). Bei negativem Gesamtsaldo in der Regelzone erhalten die Bilanzkreise eine Vergütung für Mindereinspeisungen und zahlen für Mehreinspeisungen. Die Abrechnung der Ausgleichsenergie gegenüber den Bilanzkreisen erfolgt auf viertelstündlicher Basis zu durchschnittlichen Arbeitspreisen der tatsächlich in jeder Viertelstunde eingesetzten Regelenergie.

**1201.** Die wettbewerbliche Entwicklung auf den Beschaffungsmärkten für Regelenergie verläuft bisher wenig zufrieden stellend. Die Regelenergiekosten sind insbesondere für die Primär- und Sekundärreserve in den letzten Jahren beträchtlich gestiegen und waren nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber die Ursache für die mehrfach signifikant angehobenen Netznutzungsentgelte auf der Höchstspannungsebene. Das Bundeskartellamt hat auf Beschwerden von Marktteilnehmern hin Missbrauchsverfahren gegen verschiedene Kraftwerksgesellschaften des RWE- und des E.ON-Konzerns eingeleitet. Es besteht der Verdacht, dass die betroffenen Unternehmen ihre marktbeherrschende Stellung als Anbieter von Regelenergie missbrauchen, um überhöhte Regelenergiepreise zu fordern. Einen Hinweis auf die bisher wenig effiziente Funktionsweise der Regelenergiemärkte für Minutenreserve liefern die deutlich höheren Preise für Regelenergie im Vergleich mit den Preisen des auf dem Spotmarkt gehandelten Stroms. Beide Märkte stehen in einem engen ökonomischen Zusammenhang. Hohe Differenzen zwischen Regelenergie- und Spotmarktpreisen würden bei wettbewerblich funktionierenden Regelenergiemärkten zu einer Verlagerung des Angebots auf die Regelenergiemärkte und damit zu einer Annäherung der Regelenergiepreise an die Spotmarktpreise führen. Die durch Arbitragegeschäfte ausgelöste Konvergenz zwischen Regelenergie- und Spotmarktpreisen wird empirisch durch Erfahrungen aus dem Ausland bestätigt. Beispielsweise wies die Preisentwicklung auf dem kalifornischen Spot- und Regelenergiemarkt bis zu dem Zeitpunkt als marktmächtige Anbieter begannen, die Preise zu manipulieren, einen engen Zusammenhang auf.<sup>54</sup> Längerfristig bestehende signifikante Preisunterschiede lassen sich nur mit Marktzutrittsbarrieren auf den Regelenergiemärkten erklären.

Ein grundsätzliches Hindernis für die wettbewerbliche Entwicklung der Regelenergiemärkte besteht darin, dass die Übertragungsnetzbetreiber selbst die Präqualifikationskriterien formulieren und die Details des Ausschreibungsverfahrens festlegen. Damit werden die Marktregeln für die Regelenergiemärkte weitgehend von den Verbundunternehmen bestimmt. Diese haben aber keine Anreize, die Wettbewerbsentwicklung auf den Regelenergiemärkten zu fördern und die Kosten der Beschaffung von Regelenergie zu verringern, da die auf die Übertragungsnetzentgelte umgelegten Regelenergiekosten für sie selbst nur durchlaufende Positionen innerhalb des Gesamtkonzerns darstellen, für die Wettbewerber im Einzelhandel jedoch zu einer Erhöhung der Vorleistungskosten führen. Es ist daher davon auszugehen, dass die Ausschreibungsmodalitäten und Präqualifikationsanforderungen in bewusst wettbewerbsbehindernder Weise von den Verbundunternehmen ausgestaltet werden.

**1202.** Die geringe Wettbewerbsintensität auf den Beschaffungsmärkten für Regelenergie geht nach Auffassung der Monopolkommission sowohl auf marktstrukturelle Defizite als auch auf

---

<sup>54</sup> Vgl. Borenstein, S. et al., Trading Inefficiencies in California's Electricity Markets, Program on Workable Energy Regulation (POWER), Working Paper Series PWP-086, University of California Energy Institut.

die wenig wettbewerbsfreundliche institutionelle Ausgestaltung der Regelenergiemärkte zurück. Im Hinblick auf die Marktstruktur lassen weder die hohe Anbieterkonzentration auf der Erzeugungsebene noch der vertikale Verbund von Erzeugungsbereich, Systemsteuerung und Stromhandel wirksamen Wettbewerb auf den Regelenergiemärkten erwarten. In institutioneller Hinsicht erweist sich insbesondere die Aufteilung des Gesamtmarktes auf vier separate Regelzonen als zentrales Wettbewerbshemmnis.

**1203.** Ein in wettbewerblicher Hinsicht funktionsfähiger Regelenergiemarkt setzt eine hinreichend große Anzahl unabhängiger Anbieter voraus, um Manipulationen der Marktpreise zu verhindern. In Deutschland sind diese Voraussetzungen derzeit nicht gegeben. Die Anzahl der an den Ausschreibungsverfahren teilnehmenden Anbieter ist insbesondere auf den Märkten für Primär- und Sekundärreserve äußerst gering. Darüber hinaus entfällt der Großteil der Gebote innerhalb einer Regelzone auf Kraftwerksgesellschaften, die mit dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber im Konzern verbunden sind. Nach den Ermittlungen des Bundeskartellamtes belaufen sich die Marktanteile der mit den Übertragungsnetzbetreibern konzernmäßig verbundenen Kraftwerksgesellschaften bei der Bereitstellung von Primär- und Sekundärreserve auf über 80 %. Die dominierende Stellung der Kraftwerksgesellschaften der Verbundunternehmen ergibt sich daraus, dass sie gemeinsam über mehr als 90 % der inländischen Kraftwerkskapazitäten und zahlreiche regelfähige Erzeugungseinheiten verfügen.

Die geringe Liquidität auf den Beschaffungsmärkten für Regelenergie ist mit beträchtlichen Verhaltensspielräumen der marktmächtigen Anbieter verbunden, die aufgrund hoher Markteintrittsbarrieren durch potentiellen Marktzutritt weiterer Anbieter nicht wirksam begrenzt werden. Hohe Markteintrittsbarrieren folgen nicht nur aus den mit der Errichtung regelfähiger Kraftwerke verbundenen, langfristig irreversiblen Investitionen, sondern auch aus den im Rahmen der Präqualifikation zu erfüllenden technischen Anforderungen für die zum Auktionsverfahren zugelassenen Kraftwerke. So wird die Anzahl möglicher Anbieter durch die im Präqualifikationsverfahren geforderte Höhe der mindestens vorzuhaltenden Kraftwerksleistung beschränkt, da hierdurch kleinere Anbieter von der Marktteilnahme ausgeschlossen werden. Anbieter mit einzelnen Kraftwerkseinheiten werden aufgrund langer Ausschreibungsfristen auf den Märkten für Primär- und Sekundärreserve bei gleichzeitiger Verfügbarkeitsanforderung von 95-100 % der angebotenen Menge vom Marktzutritt abgehalten. Am ehesten in der Lage, wettbewerbliche Angebote auf den Regelenergiemärkten abzugeben, wären grundsätzlich die Kraftwerksgesellschaften der jeweils anderen Übertragungsnetzbetreiber, da nur diese über einen umfangreichen Pool geeigneter Kraftwerke verfügen. Die geringe Anzahl von Teilnehmern an den Ausschreibungsverfahren deutet allerdings nicht auf intensiven Wettbewerb zwischen den Kraftwerksgesellschaften der Übertragungsnetzbetreiber hin. Aufgrund der oligopolistischen Marktstruktur auf der Stromgroßhandelsebene ist wettbewerbliches Verhalten der Verbundunternehmen nach Ansicht der Monopolkommission auch nicht zu erwarten. Auf den Regelenergiemärkten wird koordiniertes Verhalten der Oligopolmitglieder zudem dadurch beträchtlich erleichtert, dass jeder Regelzonenbetreiber über vollständige Information bezüglich der in seinem Regelgebiet abgegebenen Angebote verfügt und Wettbewerbsvorstöße in die Regelzone eines anderen Netzbetreibers durch entsprechende Gegenreaktionen direkt sanktioniert werden können.

**1204.** Zusätzliche Wettbewerbshemmnisse ergeben sich aus der vertikalen Integration der Übertragungsnetzbetreiber in den Erzeugungs- und in den Stromhandelsbereich. Für die Übertragungsnetzbetreiber bestehen aufgrund des vertikalen Verbundes mit den auf den Regelenergiemärkten anbietenden Kraftwerksgesellschaften keine Anreize zur Senkung der Regelenergiekosten, da diese einerseits vollständig auf die Netznutzer überwälzt werden können

und andererseits in erster Linie die konzerneigenen Kraftwerksgesellschaften von den höheren Regelenenergiepreisen profitieren. Mit missbräuchlich überhöhten Regelenenergiepreisen sind darüber hinaus erhebliche Diskriminierungspotentiale gegenüber Wettbewerbern der Verbundunternehmen auf der Stromhandelsstufe verbunden, da hohe Netznutzungsentgelte und hohe Preise für Ausgleichsenergie für die Verbundunternehmen lediglich zu internen Transfers zwischen den Tochtergesellschaften des Gesamtkonzerns führen, für die Wettbewerber im Stromhandel jedoch höhere Vorleistungskosten bedeuten. Insbesondere neu in den Markt eintretende Stromhändler werden durch hohe Preise für Ausgleichsenergie zusätzlich belastet, da sie aufgrund eines kleineren Kundenportfolios Ein- und Ausspeiseschwankungen weniger gut ausgleichen können.

**1205.** Um die Wettbewerbsverhältnisse auf den Regelenenergiemärkten zu verbessern, ist eine größtmögliche Liquidität auf diesen Märkten anzustreben. Die Marktteilnahme sollte weder durch unangemessene technische Anforderungen noch durch eine letztlich willkürliche Beschränkung der räumlichen Ausdehnung des relevanten Marktes verhindert werden. Vor diesem Hintergrund ist nach Auffassung der Monopolkommission zunächst zu prüfen, inwieweit die von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des Präqualifizierungsverfahrens aufgestellten technischen Kriterien für die Zulassung zum Ausschreibungsverfahren über das für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendige Maß hinausgehen und dadurch den Marktzutritt für unabhängige Wettbewerber in missbräuchlicher Weise erschweren. Beispielsweise würde eine Absenkung der mindestens vorzuhaltenden Leistungskapazität und der Verfügbarkeitsanforderungen den Marktzutritt für kleinere Anbieter erleichtern. Eine erhebliche Intensivierung des Wettbewerbs ist nach Einschätzung der Monopolkommission davon allerdings nicht zu erwarten, da dritte Anbieter nur in sehr begrenztem Maße über regelfähige Kraftwerke verfügen.

Erfolgversprechender im Hinblick auf eine Intensivierung des Wettbewerbs auf den Regelenenergiemärkten ist nach Ansicht der Monopolkommission die Zusammenfassung des derzeit durch vier Regelzonen fragmentierten Marktes zu einem einheitlichen bundesweiten Markt für die Beschaffung von Regelenenergie. Mit der Bildung einer einheitlichen Regelzone würde sich die Liquidität des Regelenenergiemarktes verbessern, da die Anzahl der am Ausschreibungsprozess teilnehmenden Anbieter sich nicht mehr auf vier separate Märkte verteilt, sondern auf einen Markt konzentriert. Darüber hinaus würde koordiniertes Verhalten und eine stillschweigende Aufteilung des Gesamtmarktes entlang der Regelzongrenzen durch die Übertragungsnetzbetreiber erschwert und der Wettbewerb zwischen den größten Betreibern regelfähiger Kraftwerke intensiviert. Insgesamt wird der Regelenenergiebedarf durch die Bildung einer einheitlichen Regelzone deutlich gesenkt, da positive und negative Bilanzabweichungen regelzonenübergreifend ausgeglichen werden können und die Vorhaltung von Reservekapazitäten, die sich unter anderem an dem Ausfallverhalten der Kraftwerksblöcke orientiert, durch eine geringere Ausfallwahrscheinlichkeit reduziert werden könnte, ohne die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen. Schließlich würde auch der Kraftwerkseinsatz insgesamt verbessert, da immer diejenigen Kraftwerke den Zuschlag erhielten, die die erforderliche Leistung zu den geringsten Kosten bereitstellen können. Durch die Ausschöpfung dieser Effizienzspielräume ließen sich die Gesamtkosten der Regelenenergiebereitstellung erheblich senken. Die Bildung einer einheitlichen bundesweiten Regelenenergiezone wird von der Monopolkommission daher nachdrücklich empfohlen. Für die gegenwärtige Aufteilung des Gesamtmarktes auf vier Regelzonen, die ausschließlich auf historische Entwicklungen zurückzuführen ist, bestehen weder in technischer noch in ökonomischer Hinsicht überzeugende Gründe.

**1206.** In hohem Maße wettbewerbsbehindernd ist nach Auffassung der Monopolkommission die sich aus dem vertikalen Verbund von Systembetrieb und Stromerzeugung/Stromhandel ergebende Interessenlage der Übertragungsnetzbetreiber. In ihrer Funktion als Systembetreiber erhalten die Verbundunternehmen notwendigerweise Zugang zu einer Fülle wettbewerbsrelevanter Informationen über die aktuelle Netzlast, Netzengpässe, die Abweichung von Einspeisungen und Entnahmen der einzelnen Bilanzkreise und der gesamten Regelzone, über die Höhe von Importen und Exporten sowie die Verfügbarkeit bzw. den Ausfall von Erzeugungskapazitäten und die Angebotspreise der einzelnen Kraftwerksblöcke. Diese Informationen verschaffen den Übertragungsnetzbetreibern erhebliche strategische Vorteile, beispielsweise bei der Optimierung des eigenen Kraftwerkseinsatzes, und können auf vielfältige Weise zur Behinderung von Wettbewerbern auf der Erzeugungs- und Handelsstufe eingesetzt werden. Der strategische Wert der durch den Netz- und Systembetrieb gewonnenen Informationen ist einer der Hauptgründe, warum international in nahezu allen Ländern mit liberalisierten Strommärkten der Netz- und Systembetrieb institutionell von der Stromerzeugung und dem Stromhandel getrennt werden.

Die Monopolkommission ist daher der Auffassung, dass das mit dem Informationsmonopol des Systembetreibers verbundene Diskriminierungspotential nur durch einen von Erzeugungs- und Handelsinteressen unabhängigen Systembetreiber wirksam beseitigt werden kann. Sie plädiert dafür, die Führung einer deutschlandweiten Regelzone einem unabhängigen Systembetreiber zu übertragen, der weder direkt noch über konzernverbundene Gesellschaften im Erzeugungsbereich oder im Stromhandel tätig ist. Allein durch die gesellschaftsrechtliche Trennung des Übertragungsnetzbetriebs von den übrigen stromwirtschaftlichen Aktivitäten der Verbundunternehmen lassen sich die aus der vertikalen Integration der Übertragungsnetzbetreiber in den Erzeugungs- und Handelsbereich resultierenden wettbewerbsverzerrenden Anreizstrukturen nach Auffassung der Monopolkommission nicht beseitigen. Mit der Einrichtung eines unabhängigen Systembetreibers, der den Betrieb der Übertragungsnetze, die Organisation des Regelenergiemarktes sowie die finanzielle Abwicklung gegenüber den Bilanzkreisen übernehme, wäre keine in Deutschland verfassungsrechtlich problematische Eigentumsübertragung verbunden, da das Netzeigentum bei den bisherigen Verbundunternehmen verbleiben könnte. Die mit der Einrichtung eines unabhängigen Systembetreibers verbundene Einschränkung der Verfügungsgewalt der Verbundunternehmen über ihr Netzeigentum ist angesichts der als besonders gravierend einzustufenden Diskriminierungsproblematik im Bereich der Systemsteuerung hinzunehmen.

### *5.2.2 Mangelnde Liquidität und Marktmacht auf Großhandelsmärkten*

**1207.** Im Bereich des Stromhandels sind die beiden Handelsstufen Groß- und Einzelhandel zu unterscheiden. Auf dem Großhandelsmarkt stehen sich Stromerzeuger als Anbieter und weiterverteilende Versorgungsunternehmen, Stromhändler und industrielle Großkunden als Nachfrager gegenüber. Der Einzelhandel bezieht sich dagegen auf die Belieferung von Endverbrauchern, die nicht selbst auf dem Großhandelsmarkt als Nachfrager auftreten. Mit der Liberalisierung der Strommärkte ergeben sich eine Vielzahl neuer Handelsbeziehungen für den Stromeinkauf und den Stromabsatz. Versorgungsunternehmen und Endkunden, die bisher ihren Strom im Rahmen langfristiger Vollversorgungsverträge vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bezogen haben, erhalten die Möglichkeit zur Strombeschaffung auf dem freien Markt. Die Handelsgeschäfte auf dem Großhandelsmarkt werden entweder bilateral, d.h. über individuell vereinbarte Lieferverträge oder über den Handel mit standardisierten Produkten an der Strombörse abgewickelt. Bilaterale Handelsgeschäfte erstrecken sich auf

eine breite Palette von Produkten, unter anderem Vollversorgungsverträge, Bandlieferungen, Zusatzversorgungsverträge und Reservelieferungen. Sowohl im bilateralen Handel als auch an der Strombörse werden kurzfristige physische Stromgeschäfte und Termingeschäfte getätigt, wobei Letztere auch der Risikoabsicherung gegen kurzfristige schwankende Strompreise dienen. Börslicher und außerbörslicher Stromhandel müssen aufeinander abgestimmt werden, um zu gewährleisten, dass die eingegangenen Lieferverpflichtungen auch technisch realisierbar sind.

**1208.** Ein wettbewerblich funktionsfähiger Großhandelsmarkt übernimmt in liberalisierten Strommärkten zentrale ökonomische Funktionen, indem er kurzfristig für einen effizienten Kraftwerkseinsatz sorgt und Preissignale für Investitionen in Erzeugungskapazitäten bereitstellt. Damit kommt der wettbewerblichen Funktionsfähigkeit von Stromgroßhandelsmärkten auch eine wesentliche Bedeutung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu. Stromgroßhandelsmärkte haben darüber hinaus eine wichtige Funktion im Rahmen des Risikomanagements der Marktteilnehmer. Insofern in liberalisierten Strommärkten langfristige Vollversorgungsverträge zumindest teilweise durch kurzfristige Handelsgeschäfte abgelöst werden, entsteht sowohl für Stromerzeuger als auch für Stromabnehmer der Bedarf, sich gegen das Risiko schwankender Spotmarktpreise abzusichern. Hierzu werden auf den Großhandelsmärkten verschiedene Formen von Terminkontrakten als Absicherungsinstrumente zur Verfügung gestellt.

Eine besonders wichtige Rolle für die wettbewerbliche Entwicklung der Großhandelsmärkte kommt den Strombörsen zu. Strombörsen ermöglichen anonymisierten Handel mit standardisierten Produkten und können, eine hinreichend große Liquidität vorausgesetzt, in transparenter Weise Informationen über die Marktpreise für Großhandelsstrom zur Verfügung stellen, die auch als Bezugsgrundlage für den außerbörslichen bilateralen Handel und für Terminkontrakte herangezogen werden.

**1209.** Die Allokations- und Risikomanagementfunktion von Großhandelsmärkten, insbesondere Strombörsen, wird jedoch beeinträchtigt, wenn die Großhandelspreise durch marktmächtige Handelsteilnehmer manipuliert werden können. Die Möglichkeit zu strategischen Preismanipulationen auf den Großhandelsmärkten ist bei geringer Liquidität der Märkte besonders groß. Eine wettbewerbliche Preisbildung auf den Großhandelsmärkten setzt eine hinreichend große Anzahl von Marktteilnehmern sowie ein hinreichend großes Handelsvolumen voraus. Vor diesem Hintergrund sind die zunehmenden horizontalen und vertikalen Verflechtungen in der deutschen Stromwirtschaft kritisch zu sehen, da sie zu einer Verringerung der Liquidität auf den Großhandelsmärkten beitragen. Durch die vertikalen Beteiligungen an Stromweiterverteilern und Stadtwerken erhalten die Verbundunternehmen einen maßgeblichen Einfluß auf die Beschaffungspolitik dieser Unternehmen, wodurch sie den Absatz der eigenen Erzeugungsmenge an die Beteiligungsunternehmen sichern. Die auf dem Wege vertikaler Beteiligungen abgesicherten Strommengen sind dem Großhandelsmarkt ebenso entzogen wie die durch langfristige Lieferverträge gebundenen Strommengen. Vertikale Beteiligungen und langfristige Lieferverträge reduzieren die frei auf dem Markt gehandelten Strommengen in ähnlicher Weise und tragen zur Ausdünnung der Märkte bei. Zusätzlich hat die erzeugerseitige Marktkonsolidierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft zu einer erheblich gestiegenen Konzentration und zu einer oligopolistischen Anbieterstruktur auf den Großhandelsmärkten geführt. Die marktstrukturellen Entwicklungen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft tragen tendenziell zu Abnahme der Liquidität auf den Großhandelsmärkten bei. Illiquide Stromgroßhandelsmärkte sind jedoch, wie zahlreiche internationale Erfahrungen mittlerweile belegen, besonders verwundbar für strategisches Verhalten marktmächtiger Anbieter.

**1210.** Die Manipulationsanfälligkeit von Stromgroßhandelsmärkten gegenüber strategischem Angebotsverhalten marktmächtiger Erzeugungsunternehmen hat ihre Ursache in den besonderen technischen und ökonomischen Bedingungen der Elektrizitätsversorgung, insbesondere der unelastischen Nachfrage sowie der in Spitzenlastzeiten ebenfalls geringen Preiselastizität des Angebotes. Die geringen Elastizitäten sind darauf zurückzuführen, dass Strom nicht speicherbar ist und für Verbraucher, sofern sie überhaupt mit kurzfristigen Preissignalen konfrontiert werden, nur begrenzt substituierbar. Zusätzliche Erzeugungskapazitäten können darüber hinaus nur langfristig bereitgestellt werden. Aufgrund der geringen Preiselastizität der Nachfrage haben steigende Großhandelspreise für Strom allenfalls geringe Auswirkungen auf die insgesamt nachgefragte Menge. Eine geringe Angebotselastizität bedeutet, dass selbst bei stark steigenden Strompreisen zusätzliche Erzeugungskapazitäten nicht verfügbar gemacht werden können. Dies ist insbesondere in Spitzenlastzeiten der Fall, in denen Anbieter an ihre Kapazitätsgrenzen stoßen. In einer solchen Situation erweisen sich strategische Manipulationen der Preise als außerordentlich profitabel, da ein marktmächtiger Erzeuger selbst bei einem hohen Preisanstieg weder mit einem nennenswerten Rückgang der abgesetzten Strommenge noch mit einem großen Verlust an Marktanteilen rechnen muss. Bei entsprechend geringer Reservekapazitätsvorhaltung, gemessen als das Verhältnis der insgesamt auf dem Markt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten zur Spitzenlastnachfrage, haben auch Anbieter mit vergleichsweise geringen Marktanteilen erhebliche Preissetzungsspielräume. Von besonderer Bedeutung ist außerdem, dass eine derartige Marktconstellation kein koordiniertes Verhalten oder explizite Absprachen zwischen den Oligopolmitgliedern voraussetzt, um erhebliche Preissteigerungen durchzusetzen. Diese können vielmehr auch durch einseitiges gewinnmaximierendes Verhalten eines einzelnen Anbieters bewirkt werden.

Die Spielräume für strategische Preismanipulationen auf Stromgroßhandelsmärkten werden durch eine mangelnde Preistransparenz erheblich verschärft. Insofern als preisrelevante Informationen nicht allen Marktteilnehmern in gleicher Weise zur Verfügung stehen, haben die besser informierten Parteien vielfältige Möglichkeiten, die Preise missbräuchlich zu ihren eigenen Gunsten zu beeinflussen. Die dabei angewandten Strategien umfassen, wie beispielsweise durch die von der amerikanischen Bundesregulierungsbehörde zu den Hintergründen der kalifornischen Stromkrise durchgeführte Untersuchung<sup>55</sup> oder der Bericht der englischen Competition Commission anlässlich der Einführung eines besonderen Missbrauchstatbestandes für Stromerzeuger<sup>56</sup> belegen, überhöhte Preisgebote, die strategische Deklaration von Kraftwerksausfällen und Netzengpässen, ungeplante Kraftwerksrevisionen, das Ausnutzen von Netzengpässen sowie manipulative Handelspraktiken. Die Möglichkeiten besser informierter Marktteilnehmer, die Großhandelspreise zu manipulieren, ist der Vertrauensbildung in die Preisentwicklung auf den liberalisierten Strommärkten abträglich, führt zu ineffizienten Marktergebnissen und beeinträchtigt die Versorgungssicherheit, da die Preise ihre Signalfunktion für Investitionen in Erzeugungskapazitäten verlieren. Auf dem deutschen Stromgroßhandelsmarkt besteht eine strukturelle Informationsasymmetrie, da die Verbundunternehmen sehr viel besser über geplante und tatsächliche Lastflüsse, die Verfügbarkeit eigener und fremder Kraftwerke sowie die grenzüberschreitenden Stromflüsse informiert sind als andere Marktteilnehmer. Um die daraus resultierenden Missbrauchsmöglichkeiten zu verringern, sollten die Verbundunternehmen verpflichtet werden, preisrelevante Informationen über die prognostizierte und aktuelle Netzlast, die Belegung der Kuppelkapazitäten ins Ausland sowie über ge-

55 Vgl. Federal Energy Regulatory Commission, Final Report on Price Manipulation in Western Markets. Fact Finding Investigation of Potential Manipulation of Electric and Natural Gas Prices, Docket No. PA02-2-000, March 2003.

56 Vgl. Competition Commission, AES and British Energy, A report on references made under section 12 of the Electricity Act 1989, 2001.



plante Revisionen von Netzen und Kraftwerken öffentlich zugänglich zu machen. Im europäischen Ausland, beispielsweise in England oder Skandinavien werden diesbezügliche Daten vorab bzw. in Echtzeit für alle Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt.

Um Manipulationen durch marktmächtige Erzeugungsunternehmen zu verhindern und einen wettbewerblichen Preisbildungsprozess sicherzustellen, ist nach Auffassung der Monopolkommission außerdem eine intensiviertere wettbewerbliche Aufsicht über die Preisentwicklung auf den Stromgroßhandelsmärkten notwendig. Diese sollte der zukünftigen Regulierungsbehörde, die aufgrund ihrer netzwirtschaftlichen Regulierungsbefugnisse über die umfangreichsten stromwirtschaftlichen Kenntnisse verfügen dürfte, übertragen werden.

**1211.** Strategische Preismanipulationen durch marktmächtige Erzeugungsunternehmen waren zumindest teilweise mitverantwortlich für den Zusammenbruch des kalifornischen Strommarktes im Jahr 2001. Kalifornien hatte Mitte der neunziger Jahre ein umfassendes Restrukturierungs- und Liberalisierungsprogramm für den Elektrizitätssektor eingeleitet. Die Reformen umfassten die teilweise eigentumsrechtliche Entflechtung der Stromerzeugung von der Stromübertragung und -verteilung, die Einrichtung eines unabhängigen Netzbetreibers, dem der Betrieb der Übertragungsnetze und das Management des Marktes für Ausgleichsenergie übertragen wurde, die Einrichtung einer Börse für den Stromhandel sowie die Öffnung der Übertragungs- und Verteilnetze für Durchleitungen. Übergangsregelungen sahen die Festsetzung einer Preisobergrenze für Endkundenpreise der ehemals integrierten Versorgungsunternehmen vor. Diese wurden außerdem verpflichtet, ihre gesamte verbleibende Erzeugung über die Strombörse bzw. den kurzfristigen Ausgleichsmarkt abzusetzen und ihren Strombedarf über die Börse zu beziehen. Der Abschluss langfristiger Lieferverträge zur Absicherung gegen Strompreisschwankungen war den etablierten Versorgungsunternehmen nicht erlaubt. Im Gegensatz zu den Endkundenpreisen waren die Stromgroßhandelspreise faktisch keiner Regulierung unterworfen.

Während der ersten beiden Jahre nach der Liberalisierung verlief die Marktentwicklung im kalifornischen Strommarkt, insbesondere die Entwicklung der Großhandelsmärkte, im Rahmen der Erwartungen. Als jedoch im Frühsommer des Jahres 2000 die Großhandelspreise bis auf das Fünffache des Vorjahrespreises anstiegen und sich die Preisspitzen nicht als vorübergehende Erscheinung erwiesen, sondern bis in den Frühsommer des Jahres 2001 andauerten, gerieten die etablierten Versorgungsunternehmen bei weiterhin regulierten Obergrenzen für die Endkundenpreise in erhebliche Liquiditätsprobleme, die letztlich in der Zahlungsunfähigkeit von Pacific Gas and Electric und Southern California Edison, den beiden größten kalifornischen Stromversorgungsunternehmen, endeten. Aufgrund dieser Liquiditätsprobleme waren potentielle Stromlieferanten nicht mehr bereit, diese Unternehmen zu beliefern, so dass es im Winter und Frühjahr 2001 wiederholt zu Stromausfällen in Kalifornien kam. Die kalifornische Strombörse musste aufgrund der Zahlungsunfähigkeit der beiden größten Versorgungsunternehmen ihre Tätigkeit einstellen.

**1212.** Aufgrund zahlreicher Untersuchungen, unter anderem auch von der Federal Energy Regulatory Commission, der amerikanischen Bundesaufsichtsbehörde für die Elektrizitätswirtschaft,<sup>57</sup> kann es mittlerweile als erwiesen gelten, dass der Anstieg der Großhandelspreise zu einem nicht geringen Umfang auf Marktmanipulationen zurückging.<sup>58</sup> Die Preissteigerungen

---

57 Vgl. Federal Energy Regulatory Commission, Final Report on Price Manipulation in Western Markets. Fact Finding Investigation of Potential Manipulation of Electric and Natural Gas Prices, a.a.O.

58 In verschiedenen Simulationsstudien wurde ermittelt, dass ein Anteil von 30-50 % der im Sommer 2000 geltenden Großhandelspreise auf Preismanipulationen durch marktmächtige Erzeuger zurückzuführen sind. Vgl. Joskow, P.L., California's Electricity Crisis, in: Oxford Review of Economic Policy, Vol. 17, 2001,

wurden dabei vor allem durch eine künstliche Verknappung des Angebots herbeigeführt, indem Kraftwerke zu Wartungsarbeiten in ungewöhnlich hoher Anzahl abgeschaltet wurden.<sup>59</sup> Die zahlreichen Untersuchungen zu den Ursachen der kalifornischen Stromkrise haben keinerlei Hinweise auf ein koordiniertes Verhalten der Erzeugungsunternehmen geliefert. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass unilaterale Marktmacht ausreichend ist, um erhebliche Preissteigerungen auf Stromgroßhandelsmärkten durchzusetzen. Bemerkenswert ist darüber hinaus, dass die Anbieterkonzentration auf dem kalifornischen Großhandelsmarkt vergleichsweise niedrig war. Insgesamt vereinigten die fünf größten Anbieter im Jahr 2000 nur ca. 33 % der Erzeugungskapazitäten auf sich, wobei keines dieser Unternehmen einen Marktanteil von mehr als 10 % besaß.<sup>60</sup>

Die Tatsache, dass auf Stromgroßhandelsmärkten selbst relativ kleine Anbieter unter Umständen über beträchtliche Marktmacht verfügen, stellt die Wettbewerbsaufsicht, die zur Bestimmung von Marktmachtpotentialen vor allem auf verschiedene Konzentrationsmaße zurückgreift, vor erhebliche Probleme. Die herkömmlicherweise für das Vorliegen von Marktmacht verwendeten Konzentrationsmaße, wie der dem Marktbeherrschungsbegriff des GWB zugrunde liegende Konzentrationsgrad oder der im amerikanischen Wettbewerbsrecht verwendete Hirschmann-Herfindahl-Index, sind nur begrenzt geeignet, Marktmachtpotentiale auf der Stromgroßhandelsebene zu erfassen. Die Federal Energy Regulatory Commission ist daher im Zuge der kalifornischen Stromkrise dazu übergegangen, Marktmacht auf den Stromgroßhandelsmärkten immer dann anzunehmen, wenn die Erzeugungskapazität eines Anbieters die Differenz zwischen potentielltem Angebot und Spitzenlastnachfrage auf dem betrachteten Markt übersteigt. Bei der Ermittlung des potentiellen Angebots werden Netzengpässe explizit berücksichtigt.

**1213.** Das Beispiel des kalifornischen Strommarktes bietet auch Anschauungsmaterial dafür, wie sich die Stromgroßhandelspreise durch Manipulationen des Preises für Emissionszertifikate beeinflussen lassen.<sup>61</sup> Dies ist vor dem Hintergrund der für den 1. Januar 2005 geplanten Einführung eines EU-weiten Handels mit CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten von Bedeutung.

Mit der Einführung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten erhalten Emittenten dieses Schadstoffes in verbriefter Form das Recht, eine bestimmte Menge des Treibhausgases an die Umwelt abgeben zu dürfen. Obwohl die Zuteilung der Zertifikate kostenlos erfolgt, erhöht der handelbare Vermögenstitel, sofern sich ein positiver Zertifikatspreis einstellt, die Opportunitätskosten der wirtschaftlichen Aktivitäten der Emittenten. Der Zertifikatspreis ist für CO<sub>2</sub>-Emittenten daher als Teil der Produktionskosten in Rechnung zu stellen. Zu den Emittenten von Kohlendioxid zählen auch die Stromerzeuger, deren variable Kosten in Höhe des Produkts aus Zertifikatspreis und Kohlendioxid-Ausstoß je produzierter Kilowattstunde Strom ansteigen werden. Allerdings sind die verschiedenen Kraftwerkstypen in unterschiedlichem Umfang von dieser Kostensteigerung betroffen. Generell gilt, dass Öl- und Kohlekraftwerke eine höheren Koh-

S. 381, sowie Borenstein, S., Bushnell, J.B., Wolak, F.A., Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market, in: American Economic Review, Vol. 92, 2002, S. 1377.

59 Vgl. Joskow, P., Kahn, E., A quantitative analysis of pricing behaviour in California's wholesale electricity market during summer 2000: the final word, University of Cambridge, Department of Applied Economics Working Paper 0211, 2002.

60 Vgl. Bushnell, J., Looking for Trouble: Competition Policy in the U.S. Electricity Industry, Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper Series, CSEM WP 109R, University of California Energy Institute, Juni 2003, S. 43. Pacific Gas and Electric hatte als größtes Unternehmen zwar einen Marktanteil von 17 %, war aber gleichzeitig einer der größten Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt und dürfte insofern wenig Interesse daran gehabt haben, die Preise manipulativ in die Höhe zu treiben.

61 Vgl. Kolstad, J., Wolak, F., Using Environmental Emissions Permit Prices to Raise Electricity Prices: Evidence from the California Electricity Market. Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper Series, CSEM WP 113, University of California Energy Institute, May 2003.

lendioxid-Ausstoß je produzierter Kilowattstunde Strom aufweisen als Gaskraftwerke. Kern-, Wasser- und Windkraftwerke emittieren kein Kohlendioxid. Außerdem ist zwischen vergleichsweise effizienten neuen und relativ ineffizienten alten Kraftwerken zu unterscheiden. Aufgrund dieses Effizienzgefälles im Hinblick auf den Kohlendioxid-Ausstoß ist zu erwarten, dass sich der Kraftwerkseinsatz gemäß der Merit Order nach Einführung der Kohlendioxid-Zertifikate dergestalt ändern wird, dass vergleichsweise wenig schadstoffintensive Kraftwerke verstärkt zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Im Großraum Los Angeles wurden im Jahr 1994 handelbare Zertifikate für die Emission von Stickoxiden eingeführt, die auch an die stromerzeugenden Kraftwerke in dieser Region ausgegeben wurden. Der in den ersten Jahren relativ niedrige Preis der Emissionszertifikate stieg im Jahr 2000 explosionsartig auf das 10-fache seines bisherigen Wertes an. Gleichzeitig mit dem Durchschnittspreis nahm auch die Volatilität des Zertifikatspreises zu. Dieser Preisanstieg wurde vorrangig durch Marktmanipulationen der Stromerzeuger herbeigeführt, die für Emissionszertifikate deutlich höhere Preise bezahlten als die anderen Emittenten von Stickoxiden. Hierdurch stiegen insbesondere die Erzeugungskosten schadstoffintensiver Kraftwerke, die in der Folge von den Betreibern verstärkt auf dem Stromgroßhandelsmarkt angeboten wurden, um den Systemgrenzpreis in die Höhe zu treiben. Die schadstoffintensiven Kraftwerke konnten von dem gestiegenen Systemgrenzpreis nicht profitieren, da sie auch entsprechend höhere Kosten für den Erwerb von Emissionszertifikaten hatten. Anders jedoch die vergleichsweise schadstoffarmen Kraftwerke derselben Anbieter im Großraum Los Angeles sowie die Kraftwerke derselben Unternehmen außerhalb dieses Gebietes, für die keine Emissionszertifikate erforderlich waren. Da der durch überhöhte Kosten für Emissionszertifikate gestiegene Systemgrenzpreis pro MWh Strom einheitlich für ganz Kalifornien Gültigkeit besaß, konnten durch die mit geringeren Emissionen je MWh erzeugten Residualmengen zusätzliche Gewinne gemacht werden. Gleichzeitig bot sich den Stromversorgern die Möglichkeit, den starken Anstieg der Preise auf dem kalifornischen Stromgroßhandelsmarkt der kritischen Öffentlichkeit als das Resultat von umweltpolitischen Eingriffen darzustellen und von ihrem Preismissbrauch abzulenken.

**1214.** Beim Versuch, die von der Elektrizitätserzeugung ausgehenden externen Effekte auf die Umwelt durch handelbare Emissionszertifikate zu steuern, ergibt sich die Frage, wie die Menge der insgesamt vorzusehenden Zertifikate zu bestimmen ist. Grundsätzlich sollte die Menge der Zertifikate – und damit die Menge der zulässigen Emissionen – so festgesetzt werden, dass die Marktteilnehmer veranlasst werden, die negativen Auswirkungen der Energieerzeugung auf die Umwelt in ihren Entscheidungen genauso zu berücksichtigen wie die privaten Kosten der Stromerzeugung. Dazu ist es erforderlich, dass die Preise der Zertifikate im Markt gerade den marginalen externen Kosten der Stromerzeugung entsprechen. Ist dies der Fall, so entspricht die insgesamt produzierte Menge an Strom einer auch gesamtwirtschaftlich optimalen Abwägung von Nutzen und Kosten, einschließlich der Kosten für die Umwelt.

Hier gibt es allerdings das Informationsproblem, dass die Marktpreise der Zertifikate im Vorhinein nicht genau vorherzusehen sind. Sie hängen von der Entwicklung der Knappheitsverhältnisse, von Nutzen und Kosten ab. So ließ im Sommer und Herbst 2000 das wetterbedingte Ausfallen von Wasserkraft in Kalifornien den Bedarf an Fossilenergie ansteigen. Bei vorgegebener Menge an Emissionszertifikaten für den Ausstoß an  $\text{SO}_2$  stieg der Preis dieser Zertifikate drastisch an. Diese Preisbewegung hatte nichts mit den Umwelteffekten der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen zu tun. Sie ergab sich vielmehr allein aus dem Umstand, dass die verfügbare Menge an Zertifikaten fest vorgegeben war und nicht an den aufgrund des Ausfallens der Wasserkraft erhöhten Bedarf angepasst wurde. Eine solche Anpassung wäre

wünschenswert gewesen, denn das wetterbedingte Ausfallen der Wasserkraft ließ den volkswirtschaftlichen Nutzen der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen ansteigen. Bei angemessener Abwägung dieses gestiegenen Nutzens mit den Kosten der Stromerzeugung – einschließlich der Umweltkosten! – wäre es angebracht gewesen, die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen auszuweiten.

**1215.** Das hier angesprochene Problem mangelhafter Anpassung an die tatsächliche Entwicklung der Knappheitsverhältnisse betrifft jeglichen Versuch der Steuerung von externen Effekten mit inflexibel zu handhabenden, im Vorhinein festzulegenden Instrumenten. Beim System der Ausgabe von handelbaren Emissionszertifikaten wird gewöhnlich die Menge im Vorhinein festgelegt und nicht oder nur unzureichend an die tatsächlichen Gegebenheiten angepasst. Die Schwierigkeiten, die sich daraus ergeben, ließen sich vermeiden, wenn man sich stattdessen auf eine Lenkung durch Preise, etwa in Form einer Abgabe für Emissionen, verließ. Eine Verschiebung der Knappheitsverhältnisse, etwa aufgrund einer Erhöhung der Nachfrage, würde dann unmittelbar zu einer Produktionsausweitung führen. Jedoch ergäbe sich das neue Problem, dass der im Vorhinein festgesetzte Abgabensatz für Emissionen bei der neuen Ausbringungsmenge vermutlich nicht mehr genau den marginalen externen Kosten der Emissionen entspräche. Dieses Problem fällt insbesondere dann ins Gewicht, wenn Ausmaß und Kosten der Umweltbelastung mit zunehmender Ausbringungsmenge überproportional ansteigen. Hier würde ein System der Steuerung von Umwelteffekten durch Preise ein Übermaß an Flexibilität mit sich bringen. Bei der Frage, ob ein System der Mengenlenkung durch Ausgabe von handelbaren Emissionszertifikaten oder ein System der Preislenkung vorzuziehen ist, wäre demnach abzuschätzen, ob die hier angesprochenen volkswirtschaftlichen Nachteile der unzureichenden Flexibilität bei einer Vorabfestlegung von Mengen oder die volkswirtschaftlichen Nachteile der übermäßigen Flexibilität bei reiner Preislenkung voraussichtlich überwiegen.<sup>62</sup>

**1216.** Die beschriebenen Nachteile beider Lenkungssysteme ließen sich allerdings vermeiden, wenn man darauf verzichtete, Mengen oder Preise im Vorhinein festzusetzen, und stattdessen die Möglichkeit flexibler Interventionen in den Zertifikatsmärkten zuließe. Durch eine „Offen-Markt-Politik“, die bei einem unvorhergesehenen Anstieg der Zertifikatspreise zusätzliche Zertifikate schüfe, erhielte man ein gewisses Maß an Flexibilität, ohne dass – wie im Fall der reinen Preislenkung – die Kontrolle über die Mengen und über die Emissionsbelastungen verloren ginge. Die Zertifikatspreise liefern für eine solche Politik den geeigneten Ansatzpunkt, denn ihr Anstieg signalisiert einen erhöhten Nutzen auf Seiten der Nachfrager, ihr Absinken signalisiert eine Verringerung des Nutzens. Mit einer „Offen-Markt-Politik“ hätte man die Möglichkeit, die in den Zertifikatspreisen enthaltenen Informationen über die Verschiebungen von Knappheitsverhältnissen zu nutzen und zu einer angemessenen Abwägung von Kosten und Nutzen der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zu gelangen. Die Interventionspolitik müsste die Gesamtmenge an ausstehenden Zertifikaten bei jedem Niveau des Zertifikatspreises so festsetzen, dass der Zertifikatspreis jeweils den erwarteten externen Grenzkosten der Emissionen entspricht.

**1217.** Die Problematik inflexibler Lenkungssysteme zur Steuerung externer Effekte ist auch wettbewerbspolitisch von Bedeutung. Bei einer vorab festgesetzten Menge an Emissionszertifikaten besteht eine gewisse Möglichkeit der Vermachtung der Strommärkte, z.B. der Monopolisierung, durch das Aufkaufen von Zertifikaten. Alternativen Anbietern wird der Marktzug

---

<sup>62</sup> Vgl. Weitzman, M., Prices vs. Quantities, in: Review of Economic Studies, Vol. 41, 1974, S. 485 ff. sowie Baumol, W.J., Oates, W.C., The Theory of Environmental Policy, Englewood Cliffs, New Jersey 1975, Kapitel 11.

tritt verwehrt, wenn sie keine Möglichkeit haben, an die erforderlichen Zertifikate zu kommen. Auch wenn keine bewusste Monopolisierungsstrategie vorliegt, ist mit der Möglichkeit zu rechnen, dass Marktmachteeffekte in den Strommärkten durch mangelnde Flexibilität der Zertifikatsmärkte unterstützt werden. In der kalifornischen Stromkrise kam es, wie erwähnt,<sup>63</sup> bei hoher und außergewöhnlich unelastischer Stromnachfrage zu dramatischen Marktmachteeffekten in Form von kurzfristigen Rücknahmen von Kraftwerken von den Netzen bei Preisen deutlich oberhalb der Grenzkosten der Produktion, doch konnte die Lücke nicht durch andere Anbieter gefüllt werden, da die Menge an SO<sub>2</sub>-Zertifikaten fest war und die Preise dieser Zertifikate exorbitant anstiegen.

Marktmächtige Erzeugungsunternehmen erhalten mit der bevorstehenden Einführung eines CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels in der Europäischen Union unter Umständen also einen zusätzlichen Hebel zur Vergrößerung ihrer Verhaltensspielräume auf den Strommärkten. Mittels staatlicher Interventionen in Form einer „Offen-Markt-Politik“ für Emissionsrechte, bei der unvorhergesehen starke Preissteigerungen auf den Zertifikatsmärkten durch den Verkauf zusätzlicher Zertifikate nivelliert würden, liesse sich die Marktmachteeffekte verstärkende Wirkung strikter Mengenvorgaben beim Emissionshandel reduzieren. Darüber hinaus würden Strategien marktmächtiger Anbieter auf den Strommärkten, den Marktzutritt Dritter durch bewusstes Zurückhalten von Emissionszertifikaten oder durch Manipulation der Zertifikatspreise zu erschweren, durch eine derartige „Offen-Markt-Politik“ abgefangen. Mit einer flexiblen Interventionspolitik auf den Zertifikatsmärkten könnten die negativen Wettbewerbswirkungen des Emissionszertifikatehandels auf die Stromgroßhandelsmärkte also begrenzt werden.

**1218.** Hinweise auf Marktmachtprobleme und strategische Preismanipulationen auf den deutschen Stromgroßhandelsmärkten liefern die bisher allerdings nur vereinzelt aufgetretenen Preisspitzen an der deutschen Strombörse, die sich nach Auffassung von Marktteilnehmern nicht ausschließlich auf eine Änderung der Marktfundamentaldaten zurückführen lassen. Nach Einschätzung der Monopolkommission könnten sich die Wettbewerbsprobleme durch strategisches Angebotsverhalten marktmächtiger Erzeugungsunternehmen auf den Großhandelsmärkten bei einer strengeren Regulierung der Netznutzungsentgelte sowie durch den angekündigten Abbau von Erzeugungskapazitäten in Zukunft jedoch erheblich verschärfen.

Seit der Liberalisierung des Stromsektors wurden von den Verbundunternehmen bereits zahlreiche Kraftwerke vom Netz genommen und weitere Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten für die nahe Zukunft angekündigt. Der Abbau von Kraftwerkskapazitäten reduziert die Angebotsmengen auf dem Großhandelsmarkt und erhöht den Einfluss der marktbeherrschenden Verbundunternehmen auf die Großhandelspreise. In Deutschland haben die nach der Liberalisierung teilweise bis auf die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung gesunkenen Angebotspreise auf dem Großhandelsmarkt den Marktzutritt unabhängiger Erzeugungsunternehmen bisher effektiv verhindert. Die Angebotspreise sind seit 2002 gestiegen, allerdings bewirkt dies keinen Marktzutritt unabhängiger Erzeugungsunternehmen. Zum einen liegen die Strompreise immer noch nicht über den langfristigen inkrementellen Kosten, so dass Investitionen in Kraftwerke nicht wirtschaftlich erscheinen, zum anderen haben unabhängige Erzeugungsunternehmen aufgrund der hohen Netznutzungsentgelte wenig Möglichkeiten zu wettbewerbsfähigen Endpreisen. Die vertikal integrierten Verbundunternehmen waren aufgrund einer wenig wirkungsvollen Netzpreisaufsicht in der Lage, durch missbräuchlich hohe Netznutzungsentgelte Monopolrenten aus dem Netzbetrieb zu realisieren. Die Gewinneinbussen aufgrund der vergleichsweise niedrigen Großhandelspreise konnten somit durch die hohen Erlöse aus dem Netzbetrieb kompensiert werden. Soweit sich mit der Einführung einer sektor-

---

63 Vgl. Tz. 1212.

spezifischen Regulierung die Preissetzungsspielräume auf der Netzebene verringern werden, ist allerdings zu erwarten, dass sich Wettbewerbsprobleme durch strategisches Angebotsverhalten marktmächtiger Anbieter auf den Stromgroßhandelsmärkten in zunehmendem Maße stellen werden.

**1219.** Netzengpässe führen zu einer Segmentierung der Märkte und tragen dadurch zu einer Verschärfung von Marktmachtproblemen auf der Großhandelsebene bei. Innerhalb Deutschlands spielen Netzengpässe bisher noch keine Rolle. Dies kann sich jedoch mit fortschreitendem Wettbewerb und der damit einhergehenden Zunahme des Handelsvolumens auf den Großhandelsmärkten ändern. Zu Engpassituationen kommt es vor allem an den Kuppelstellen ins Ausland. Durch die knappen Kuppelkapazitäten sind einer Ausdehnung des grenzüberschreitenden Stromhandels derzeit enge Grenzen gesetzt. Im Hinblick auf eine wettbewerbliche Entwicklung der Stromgroßhandelsmärkte kommt angesichts der hohen Anbieterkonzentration im Inland einer Erweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten sowie einer effizienten, nicht-diskriminierenden Vergabe der aktuell verfügbaren Übertragungskapazitäten eine entscheidende Bedeutung zu.

Die Vergabe der nicht durch Altbelegungsrechte der Übertragungsnetzbetreiber reservierten Kapazitäten erfolgt entweder in der Reihenfolge der Anmeldungen oder auf der Grundlage von Auktionsverfahren. Während bei einer Vergabe in der Reihenfolge der Anmeldungen in erster Linie die Alteigentümer mit langfristigen Belegungsrechten bevorteilt werden, sind Auktionsverfahren grundsätzlich geeignet, eine effiziente Nutzung begrenzter Kapazitäten herbeizuführen. Problematisch ist aus wettbewerblicher Sicht, dass die Auktionsverfahren von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt werden, die mit ihren Handelstöchtern auch selbst an den Versteigerungen teilnehmen. Hieraus ergeben sich sowohl im Hinblick auf die Ausgestaltung der Auktionsregeln als auch bezüglich der Überwachung ihrer Einhaltung Anreize, Wettbewerber auf der nachgelagerten Ebene zu benachteiligen. Falls die Übertragungsnetzbetreiber die Auktionserlöse einbehalten, sind sie bzw. ihre Handelstöchter in der Lage, systematisch höhere Gebote abzugeben als andere Bieter.<sup>64</sup> Um die aus der vertikalen Integration der Übertragungsnetzbetreiber resultierenden Anreizverzerrungen und strategischen Vorteile zu beseitigen, ist eine Durchführung der Auktionen durch einen unabhängigen Dritten zu bevorzugen. Die Auktionserlöse sollten zum Ausbau der Kuppelkapazitäten verwendet werden.

### **5.2.3 Erfahrungen aus England**

#### **5.2.3.1 Der englische Stromgroßhandelsmarkt**

##### *Organisation und Funktionsweise des Electricity Pool of England and Wales*

**1220.** Die institutionelle Grundlage des englisch-walisischen Poolbetriebs war das „Pooling and Settlement Agreement“, ein multilateraler, privatrechtlicher Vertrag zwischen allen in der Elektrizitätswirtschaft tätigen Unternehmen. Die Pflicht zur Teilnahme am Pooling and Settlement Agreement bestand für die zugelassenen Elektrizitätsunternehmen aufgrund ihrer Lizenz, für Importeure<sup>65</sup> aufgrund ihrer Absprachen mit der NGC oder dem Pooling and Settlement Agreement selbst. Das Pooling and Settlement Agreement enthielt eine detaillierte Darstellung der Regeln für das Lastmanagement und den Kraftwerkseinsatz, die Preisbildung und die Bestimmung sonstiger Entgeltkomponenten. Über Änderungen der Poolregeln entschied

<sup>64</sup> Vgl. Monopolkommission, Hauptgutachten 1998/1999, a.a.O., Tz. 109.

<sup>65</sup> Zum Zeitpunkt der Liberalisierung waren dies Electricity de France und Scottish Power.

mit qualifizierter Mehrheit die Mitgliederversammlung, in der sowohl die Erzeugungsunternehmen als auch die Abnehmer mit gleichen Stimmanteilen vertreten waren. Bestimmte Vorschriften konnten nur mit Zustimmung des Secretary of State oder des DGES geändert werden. Der DGES konnte Änderungen der vertraglichen Regelungen des Pools auch selbst anregen, hatte aber keine Möglichkeiten, diese ohne Zustimmung der Mehrheit der Poolmitglieder durchzusetzen. Alle Mitglieder des Pools mussten ihren Stromverkauf bzw. Strombezug über den Pool abwickeln. Ein bilateraler Handel von Strom außerhalb des Poolmechanismus war grundsätzlich nicht möglich. Die dennoch zwischen Erzeugern und Abnehmern direkt geschlossenen Verträge betrafen keine physischen Stromlieferungen, sondern waren finanzielle Vereinbarungen, die der Absicherung der Poolpreisrisiken dienten. Die operative Abwicklung der Kraftwerkseinsatzplanung gemäß den Poolregeln erfolgte durch die NGC, die finanzielle Abrechnung aufgrund der tatsächlichen Einspeisungs- und Abnahmemessungen oblag ihrer Tochtergesellschaft, der NGC Settlements Limited. Für die Verwaltung der Konten und die Zahlungsabwicklung war eine weitere Tochtergesellschaft der NGC, die Energy Pools Funds Administration Limited zuständig.

**1221.** Der Poolbetrieb erfolgte nach einem sich täglich wiederholenden Verfahren, bei dem auf der Grundlage von Verfügbarkeits- und Preisgeboten der Erzeuger der Kraftwerkseinsatz für die jeweilige Bezugsperiode (5 Uhr morgens bis 5 Uhr morgens des Folgetages) vorgenommen und halbstündig differenzierte Poolgleichgewichtspreise ermittelt wurden. Hierzu wurden von der NGC jeweils bis 10 Uhr des Vortags die Angebote der Erzeuger eingeholt. Die Angebote waren für jedes Kraftwerk einzeln zu erstellen. Sie enthielten ein für den gesamten Tag geltendes Preisgebot sowie Kapazitätsverfügbarkeitserklärungen für jedes Halbstundenintervall der Bezugsperiode. Die Preisgebote umfassten drei Elemente: einen fixen Betrag, der die Kosten des Anfahrens einer Anlage widerspiegeln sollte (Start-up Price), einen von der erzeugten Menge unabhängigen Grundpreis für den Betrieb des Kraftwerks (No-Load Price) sowie einen zusätzlichen mengenabhängigen Preisbestandteil, der die variablen Kosten der Stromerzeugung erfassen sollte (Incremental Price). Für den Incremental Price konnten je nach Auslastungsgrad bis zu drei Preisstufen angegeben werden. Ferner konnte ein Preisgebot für die Erzeugung jenseits der erklärten Verfügbarkeit abgegeben werden (Maximum Generation Price). Auf der Basis dieser Angebote und einer auf den geschätzten Nachfragemengen der Großabnehmer beruhenden Lastprognose ermittelte die NGC den vorläufigen Kraftwerkseinsatzplan (Unconstrained Schedule), die zur Vorhaltung von Reserveleistungen vorgesehene Kraftwerkskapazitäten sowie die entsprechenden halbstündlichen Gleichgewichtspreise (Systemgrenzpreise), die jeweils von dem Preisgebot des letzten zur Nachfragedeckung herangezogenen Kraftwerks bestimmt wurden. Theoretisch sollte der Systemgrenzpreis also den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung entsprechen. Der auf Basis des vorläufigen Kraftwerkseinsatzplans kalkulierte Systemgrenzpreis stellte das wichtigste Element des Pooleinkaufspreises (Pool Purchase Price) dar. Ein weiterer Bestandteil des Pooleinkaufspreises war der Kapazitätsaufschlag, der Preissignale für Kraftwerksinvestitionen liefern und Stromerzeugern einen Anreiz geben sollte, in Perioden hoher Nachfrage zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung zu stellen. Der Kapazitätsaufschlag ergab sich aus dem mit der Ausfallwahrscheinlichkeit gewichteten Nutzenentgang eines Verbrauchers bei Nichtbelieferung (Value of Lost Load). Als Ausfallwahrscheinlichkeit wurde die Wahrscheinlichkeit bezeichnet, dass nicht die gesamte Nachfrage durch das Angebot gedeckt werden kann. Während der Value of Lost Load zu Beginn der Reformen regulatorisch auf eine Höhe von 2 £/kWh festgelegt und anschließend entsprechend der Inflationsrate angepasst wurde, wurde die Ausfallwahrscheinlichkeit endogen aus den abgegebenen Verfügbarkeits- und Preisgeboten der Kraftwerksbetreiber ermittelt. Der Kapazitätsaufschlag nahm nur dann einen positiven Wert an, wenn die von den

Kraftwerksbetreibern zur Verfügung gestellte (angemeldete) Kapazität die prognostizierte Nachfrage einschließlich der erforderlichen Reservekapazitäten unterschritt. Die Höhe des Kapazitätzuschlages stieg dabei mit zunehmender Unterschreitung der Reserveerfordernisse überproportional an.

Die Summe aus Systemgrenzpreis und Kapazitätzuschlag ergab den Pooleinkaufspreis, den die in den Unconstrained Schedule aufgenommenen Kraftwerkseinheiten erhielten. Für die planmäßig als Reserve in den Unconstrained Schedule aufgenommenen, aber nicht abgerufenen Einheiten erhielten die Kraftwerksbetreiber den Pooleinkaufspreis abzüglich des für die jeweilige Kraftwerkseinheit gebotenen Incremental Price.

Der tatsächliche Kraftwerksabruf konnte aufgrund von Netzengpässen, unvorhergesehenen Verbrauchsänderungen oder Kraftwerksausfällen vom geplanten Kraftwerkseinsatz nach dem Unconstrained Schedule abweichen. Die Kraftwerksbetreiber wurden für Abweichungen zwischen geplantem und tatsächlichem Kraftwerkseinsatz nicht auf der Grundlage des Systemgrenzpreises, sondern auf der Grundlage der individuellen Preisgebote für das jeweilige Kraftwerk bezahlt. Kraftwerke, die nicht in den Unconstrained Schedule aufgenommen wurden, aber beispielsweise aufgrund von Netzrestriktionen dennoch eingesetzt werden mussten, erhielten damit eine Zahlung, die über dem Systemgrenzpreis liegt, während Kraftwerke, die in den Unconstrained Schedule aufgenommen worden waren, aber nicht eingesetzt werden konnten, den Pooleinkaufspreis abzüglich ihres individuellen Gebots erhielten.

Der Poolverkaufspreis, den die Abnehmer entrichteten, erhöhte sich gegenüber dem Pooleinkaufspreis um den sog. Uplift. Mit dem Uplift wurden die beim Pool anfallenden Kosten für geplante Reservehaltung, für Systemdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufnahme) sowie für Mehraufwendungen aufgrund von Kraftwerkseinsätzen außerhalb des Unconstrained Schedule erfasst und auf die Stromeinkäufer umgelegt. Im Uplift enthalten waren auch die Verwaltungskosten des Pools.

#### *Risikoabsicherung durch Contracts for Differences*

**1222.** Strompreise können in Abhängigkeit von der Tageszeit, dem Wochentag oder der Jahreszeit erhebliche Schwankungen aufweisen. Die Marktteilnehmer auf Spotmärkten wie dem englisch-walisischen Großhandelspool, die diesen Preisschwankungen ausgesetzt waren, konnten sich durch sog. Contract for Differences gegen volatile Strompreise absichern. Contracts for Differences dienen der finanziellen Absicherung von Preis- und Erlösschwankungen und waren nicht mit physischen Stromlieferungen zwischen den Parteien verbunden. Häufigste Form der Absicherungskontrakte war der One-Way-Contract, durch den sich der Erzeuger verpflichtete, seinem Vertragspartner, in der Regel waren dies die Regionalversorgungsunternehmen und Stromhändler, die Differenz zwischen Poolpreis und vertraglich festgelegtem Referenzpreis (Strike-Preis) für die im Vertrag vereinbarte Strommenge zu bezahlen, falls der Poolpreis den Referenzpreis überschritt. Als Gegenleistung für die Risikoübernahme erhielt das Erzeugungsunternehmen vom Vertragspartner eine fixe Optionsgebühr. Beim Two-Way-Contract erhielt der Stromabnehmer vom Erzeuger die Differenz zwischen Pool- und vertraglich fixiertem Referenzpreis, wenn der Poolpreis den Referenzpreis überstieg, und der Erzeuger vom Abnehmer eine entsprechende Zahlung, wenn der Poolpreis unter den Referenzpreis fiel. Bezüglich der kontrahierten Menge waren die Vertragspartner also von der Entwicklung des Poolpreises abgekoppelt, der Abnehmer zahlte stets den Strike-Preis an den Erzeuger.



**1223.** Die finanziellen Absicherungskontrakte spielten eine wichtige Rolle beim Übergang von einem vertikal integrierten elektrizitätswirtschaftlichen System mit geschlossenen Versorgungsgebieten zu einem wettbewerblich organisierten System. Zur Sicherung der international nicht wettbewerbsfähigen inländischen Kohleproduktion hatte die britische Regierung noch vor der Privatisierung Verträge mit National Power und PowerGen über die Abnahme erheblicher Mengen britischer Kohle geschlossen. Diese Verträge hatten zunächst eine Laufzeit von drei Jahren. Die auf der vergleichsweise teuren heimischen Kohle beruhende Stromerzeugung konnte nur durch entsprechende Absicherungskontrakte mit einem gegenüber dem erwarteten Poolpreis deutlich höheren Referenzpreis wettbewerbsfähig gemacht werden. Vertragspartner dieser Kontrakte waren die Regionalversorgungsunternehmen, die die höheren Bezugskosten auf ihre Tarifikunden überwälzten. Für einen Zeitraum von drei Jahren waren mit diesen Verträgen die Produktion der Stromerzeuger und die Tarifikundenpreise nahezu vollständig gegen Preisrisiken abgesichert. Die Abnahmeverpflichtungen für heimische Kohle wurden nach Ablauf der drei Jahre allmählich verringert. Dennoch blieb ein Großteil der im Pool gehandelten Strommenge durch Contracts for Differences abgesichert. Zusätzlich zu den langfristig orientierten Contracts for Differences wurden seit November 1991 auch standardisierte Termin-Kontrakte gehandelt, die eine differenzierte Absicherung kurzfristiger Risiken beispielsweise auf Wochenbasis ermöglichten. Die Liquidität auf dem Markt für den Handel mit Terminkontrakten blieb allerdings lange Zeit gering und hat erst in den letzten beiden Jahren zugenommen.<sup>66</sup> Anzumerken ist, dass die Absicherung gegen volatile Strompreise durch entsprechende finanzielle Absicherungsinstrumente in England ohne Probleme funktioniert hat.

**1224.** Je größer der Umfang der vertraglich abgesicherten Stromgroßhandelsmenge, umso geringer war die Bedeutung des Poolpreises für die Marktteilnehmer. Allerdings bestand zwischen Poolpreis und vertraglich festgelegtem Strike-Preis insofern ein Zusammenhang, als der Referenzpreis der Absicherungsverträge mit dem Erwartungswert des zukünftigen Poolpreises übereinstimmen sollte, da ansonsten entweder die Erzeuger oder die Stromabnehmer auf den Abschluss von Absicherungsverträgen verzichtet hätten.

#### *Die Einführung neuer Handelsmechanismen: NETA*

**1225.** Im Herbst 1997 beauftragte die britische Regierung den DGES mit einer umfassenden Untersuchung der Poolhandels- und -organisationsregeln. Hintergrund war die anhaltende Kritik über mangelnden Wettbewerb und die vielfältigen Missbrauchsmöglichkeiten marktmächtiger Stromerzeuger im Großhandelspool, der geringe Einfluß der Verbraucher durch den fehlenden Einbezug nachfrageseitiger Gebote sowie die aufgrund der Interessengegensätze und der Stimmenverteilung in der Mitgliederversammlung wenig flexible Anpassung der Poolregeln an veränderte Marktbedingungen. Die Untersuchung des DGES führte zur Entwicklung neuer Handelsregeln für den englisch-walisischen Großhandelsmarkt, die sog. New Electricity Trading Arrangements (NETA), die im März 2001 in die Praxis umgesetzt wurden. Der obligatorische Poolhandel wurde mit Einführung der neuen Marktregeln aufgehoben und die Möglichkeit zum Abschluss bilateraler, langfristiger Strombezugsverträge geschaffen. Der bilaterale Handel, auf den der Großteil des Handelsvolumens entfällt, wird ergänzt durch den standardisierten Termin- und Spothandel an den Strombörsen.<sup>67</sup> Der grundsätzliche Unterschied zwischen einem obligatorischen Pool und einem auf bilateralen Verträgen beruhenden Handelsmechanismus besteht darin, dass unter bilateralem Handel der Kraftwerkseinsatz

<sup>66</sup> Vgl. Competition Commission, AES and British Energy, a.a.O., S. 136.

<sup>67</sup> Gegenwärtig existieren in Großbritannien zwei Strombörsen für den Spothandel: Die UK Power Exchange und die UK Automated Power Exchange.

nicht zentral geplant wird, sondern in erster Linie auf den dezentralen Entscheidungen, d.h. den individuellen Fahrplänen der elektrizitätswirtschaftlichen Akteure beruht. Der Übertragungsnetzbetreiber, im Falle von England und Wales die NGC, ist für die technische Koordination des Netzbetriebs verantwortlich und betreibt den Markt für Ausgleichsenergie, auf dem jedoch nur Residualmengen gehandelt werden. Die neuen Handelsregeln verpflichten alle lizenzierten Marktteilnehmer, den Balancing and Settlement Code, der die Regeln für den Betrieb des Ausgleichsmarktes und für den finanziellen Ausgleichsmechanismus festlegt, zu unterzeichnen.

**1226.** Zur Koordination des physischen Systemausgleichs informieren die Marktteilnehmer die NGC für jedes Halbstundenintervall mindestens eine Stunde vor dem Zeitpunkt der jeweils physischen Stromlieferung über die geplanten Ein- und Ausspeisungen. Auf der Grundlage dieser Informationen kann der Übertragungsnetzbetreiber den wahrscheinlichen Zustand des Systems und eventuelle Netzengpässe kalkulieren. In dem zu diesem Zeitpunkt eröffneten Markt für den Handel mit Ausgleichsenergie können die Teilnehmer auf beiden Seiten des Marktes, d.h. sowohl die Stromerzeuger als auch die Abnehmer, für jedes Halbstundenintervall Angebote für die zusätzliche Bereitstellung von Energie (positive Ausgleichsenergie) bzw. für die Verringerung überschüssiger Energie (negative Ausgleichsenergie) abgeben. Damit wird im Unterschied zum Pool auch die Nachfrageseite in den Marktprozess miteinbezogen. Beispielsweise können Stromabnehmer Gebote für die Bereitstellung positiver Ausgleichsenergie abgeben, indem sie ihre Nachfrage reduzieren. Die Teilnahme auf dem Markt für den Handel mit Ausgleichsenergie erfolgt auf freiwilliger Basis. Die NGC kann zum Zweck der Bereitstellung von Ausgleichsenergie auch langfristige Verträge abschließen. Für den physischen Systemausgleich erstellt die NGC auf der Grundlage der Gebote den Kraftwerkseinsatzplan nach der Merit Order. Im Gegensatz zum Poolsystem werden die Marktteilnehmer nicht nach dem Systemgrenzpreis, sondern auf der Grundlage ihrer individuellen Gebote bezahlt.

**1227.** Die NGC ist neben dem physischen Systemausgleich auch für die finanzielle Abwicklung von Ungleichgewichten zwischen der vertraglichen Position eines Marktteilnehmers und seinen tatsächlichen Einspeise- bzw. Entnahmemengen zuständig. Aufgrund von Netzrestriktionen, nicht vorhersehbaren Nachfrageschwankungen und Kraftwerksausfällen können die tatsächlichen Einspeise- und Entnahmemengen eines Anbieters oder eines Stromabnehmers in vielen Fällen von seiner individuellen Vertragsposition und damit von seinen angemeldeten Fahrplänen abweichen. Je nach Vertragsposition müssen die Marktteilnehmer dann Ausgleichsenergie vom Systembetreiber kaufen oder an den Systembetreiber verkaufen. Stellen die Marktteilnehmer dem System überschüssige Energie zur Verfügung, indem sie mehr als geplant erzeugen bzw. weniger als geplant nachfragen, erhalten sie für diese ungeplanten Mehreinspeisungen den Systemverkaufspreis. Benötigen die Marktteilnehmer im umgekehrten Fall aufgrund von Kraftwerksausfällen oder nicht vorhergesehenen Nachfragesteigerungen zusätzliche Energie, müssen sie diese zum Systemankaufspreis vom Systembetreiber erwerben. Systemankaufs- und -verkaufspreis werden als mengengewichtete Durchschnittspreise der auf dem Markt für den Handel mit Ausgleichsenergie abgegebenen Gebote ermittelt. Kennzeichnend für den finanziellen Ausgleichsmechanismus der neuen Handelsregeln ist die unterschiedliche Höhe von Systemverkaufs- und Systemankaufspreis. Der Systemankaufspreis, den die Käufer von Ausgleichsenergie bezahlen, liegt stets oberhalb des Systemverkaufspreises, den die Verkäufer von Ausgleichsenergie vom Systembetreiber erhalten. Die Preisdifferenz soll den Marktteilnehmern Anreize geben, Abweichungen zwischen angemeldeten Fahrplänen und tatsächlichen Entnahmen bzw. Einspeisungen möglichst gering zu halten. Marktteilnehmer, die sowohl auf der Anbieter- als auch auf der Nachfrageseite des

Marktes tätig sind, dürfen ihre Ungleichgewichtspositionen nicht saldieren, da dies vertikal integrierten Unternehmen einen Vorteil verschaffen würde.

### 5.2.3.2 Wettbewerbsentwicklung in der englischen Stromwirtschaft

#### *Entwicklung der Marktstruktur*

**1228.** Die Marktstruktur auf dem englisch-walisischen Großhandelsmarkt war nach der Privatisierung durch eine hohe Anbieterkonzentration gekennzeichnet. Obwohl auf der Angebotsseite mit National Power, PowerGen und Nuclear Electric drei große Erzeugungsunternehmen tätig waren, bestand faktisch ein marktbeherrschendes Dyopol aus den poolpreissetzenden Unternehmen National Power und PowerGen, die zusammen über einen Anteil von knapp 80 % an den Erzeugungskapazitäten und über einen gemeinsamen Marktanteil von ca. 75 % auf dem Großhandelsmarkt verfügten.<sup>68</sup> Seit 1990 hat sich die Konzentration der Anbieter auf dem Großhandelsmarkt beträchtlich verringert.<sup>69</sup> Der Anteil von National Power und PowerGen an den Kraftwerkskapazitäten sank bis zum Jahr 2000 auf 30 %, der Marktanteil der beiden Unternehmen auf dem Großhandelsmarkt verringerte sich in demselben Zeitraum auf ca. 25 %. National Power, der mit einem Kapazitätsanteil von 50 % ursprünglich dominierende Anbieter, liegt hinsichtlich der Anteile an Erzeugungskapazitäten und Marktanteilen auf dem Großhandelsmarkt mittlerweile auf Platz drei hinter Powergen und British Energy. Neben PowerGen (Marktanteil 14,4 %), British Energy (Marktanteil 18 %) und National Power (Marktanteil 12,5 %) sind auf der Angebotsseite die neu in den Markt eingetretenen Unternehmen TXU (Marktanteil 6,5 %), Edison Mission (Marktanteil 6,1 %), AES (Marktanteil 8 %) und das die staatlichen Nuklearanlagen betreibende Unternehmen BNFL (Marktanteil 5 %) aktiv. Die über den englisch-französischen und englisch-schottischen Interconnector importierten Strommengen belaufen sich auf 9,5 % der auf dem Großhandelsmarkt abgesetzten Menge. Ein beträchtlicher Marktanteil von 17 % entfällt auf die von unabhängigen Stromerzeugern (Independent Power Producer) neu errichteten Kraftwerke.<sup>70</sup> Im europäischen Vergleich weist der englisch-walisische Großhandelsmarkt mittlerweile die geringste Anbieterkonzentration auf.

**1229.** Die Verringerung der Konzentration auf dem Großhandelsmarkt wurde vor allem durch zwei Entwicklungen vorangetrieben: die Veräußerung von Kraftwerkskapazitäten durch die beiden Großherzeuger National Power und PowerGen in den Jahren 1996 und 1999 sowie den Aufbau von Kraftwerkskapazitäten durch neu in den Markt eingetretene unabhängige Erzeugungsunternehmen. Der Verkauf von Kraftwerkskapazitäten im Jahr 1996 kam unter dem Druck einer drohenden Untersuchung der Poolpreisentwicklung durch die Monopolies and Merger Commission zustande. Um eine Verweisung an die Monopolies and Merger Commission zu vermeiden, sicherten National Power und PowerGen dem DGES zu, Erzeugungskapazitäten im Umfang von 4 GW (National Power) bzw. 2 GW (PowerGen) zu verkaufen. Dies entsprach ca. 20 % der Erzeugungskapazität von National Power und ca. 12 % der Erzeugungskapazität von PowerGen. Die Zusage wurde durch den Verkauf der Anlagen an den Regionalversorger Eastern Electricity erfüllt, der dadurch zum viertgrößten Stromerzeuger in Großbritannien wurde. Im Jahr 1999 folgten weitere Kraftwerksveräußerungen der beiden

68 Vgl. Monopolies and Mergers Commission, National Power PLC and Southern Electric plc, A report on the proposed merger, April 1996, S. 89 f.

69 Der HHI-Index der Marktanteile auf dem Großhandelsmarkt fiel von 3.228 Punkten im Jahr 1991 auf 1.277 Punkte im Jahr 2000. Vgl. ebenda S. 89 und Competition Commission, AES and British Energy, a.a.O., S. 152.

70 Vgl. ebenda S. 152. Die Erzeugungskapazitäten und das Einzelhandelsgeschäft von TXU Europe, das sich mittlerweile aus dem Markt zurückgezogen hat, wurden von 2002 von PowerGen übernommen.

Marktführer im Umfang von jeweils 4 GW, die aus der Umsetzung von Auflagen in den Zusammenschlussfällen National Power/Midlands sowie PowerGen/East Midlands resultierten.

Seit der Privatisierung wurden Altanlagen mit einer Kapazität von ca. 21 GW – dies entspricht ungefähr einem Drittel der Gesamtkapazität – stillgelegt und Anlagen im Umfang von 25 GW neu errichtet. Bei den neu errichteten Kraftwerksanlagen handelt es sich hauptsächlich um kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, deren Anteil an der Gesamtkapazität seit der Privatisierung von Null auf 30 % im Jahr 2000 gestiegen ist.<sup>71</sup> Mehr als die Hälfte der Investitionen in kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke wurde von neu in den Markt eingetretenen unabhängigen Stromproduzenten getätigt. Zurückgeführt wird diese Entwicklung unter anderem auf die relativ zu anderen Brennstoffen niedrigen Gaspreise, verschärfte Umweltauflagen, die eine Nachrüstung der bestehenden Kohlekraftwerke erforderlich machten, und die vergleichsweise hohen Poolpreise, die den Marktzutritt attraktiv erscheinen ließen. Von großer Bedeutung für die Verringerung der mit dem Aufbau neuer Erzeugungskapazitäten durch unabhängige Produzenten verbundenen Investitionsrisiken war darüber hinaus die Möglichkeit zum Abschluss langfristiger Preissicherungsverträge. Die Investitionsrisiken und die Risiken aus den langfristigen Take-or-pay-Verträgen mit den Gaslieferanten wurden nahezu vollständig durch Preissicherungsverträge mit den RECs abgesichert.<sup>72</sup>

#### *Entwicklung des Wettbewerbs im Pool*

**1230.** Die Ausgestaltung der Poolregeln in Zusammenhang mit der durch zwei dominierende Anbieter gekennzeichneten Marktstruktur gab schon früh Anlass zu Bedenken im Hinblick auf die wettbewerbliche Entwicklung des Großhandelsmarktes und führte zu nahezu jährlichen Untersuchungen des Poolpreises durch die Regulierungsbehörde. Insbesondere National Power und PowerGen verfügten in den Anfangsjahren nach der Privatisierung über beträchtliche Marktmacht. Die marktbeherrschende Stellung des Dyopols ist darauf zurückzuführen, dass nur diese beiden Unternehmen auch über Kraftwerkskapazitäten im Mittel- und Spitzenlastbereich und damit über die für die Setzung des Systemgrenzpreises maßgeblichen Grenzerzeugungseinheiten verfügten. Nuclear Electric, das hinsichtlich der Erzeugungskapazitäten drittgrößte Unternehmen, besaß mit seinen Nuklearanlagen ausschließlich inflexible Grundlastkraftwerke, die zu relativ niedrigen Preisen in den Pool geboten wurden, um die Aufnahme in den Kraftwerkseinsatzplan sicherzustellen. National Power und PowerGen setzten in den ersten Jahren des Pools in 80 bis 90 % der Fälle den Systemgrenzpreis.<sup>73</sup> Ihre potentielle Marktmacht war damit noch größer, als es ihr Marktanteil auf dem Großhandelsmarkt hätte vermuten lassen.

**1231.** Verschiedene ökonomische Rahmenbedingungen des Großhandelsmarktes wie die im Hinblick auf den Systemgrenzpreis völlig unelastische Nachfrage sowie die vergleichsweise große Transparenz hinsichtlich der erwarteten Nachfrage und der maximalen Erzeugungsbzw. Importkapazität der Wettbewerber machten die Abgabe von Preisgeboten oberhalb der Grenzkosten zu einer gewinnträchtigen Strategie der beiden Dyopolisten. Manipulative Einflussnahme eines Erzeugungsunternehmens auf die Poolpreise kann sowohl direkt über die abgegebenen Preisgebote als auch indirekt über strategisches Zurückhalten von Erzeugungs-

71 Vgl. ebenda S. 20.

72 Allerdings nahmen nach Angaben der Monopolies and Merger Commission in späteren Jahren Investitionen in Gaskraftwerksprojekte ohne Absicherung über Langfristverträge zu. Vgl. Monopolies and Mergers Commission, National Power PLC and Southern Electric plc., a.a.O., S. 93.

73 In den restlichen 10 bis 15 % der Fälle wurde der Systemgrenzpreis durch die Preisgebote für zwei Pumpspeicherkraftwerke gesetzt, die sich ursprünglich im Besitz der National Grid Company befanden, aber auf Druck des DGES 1995 an das US-Unternehmen Mission Energy verkauft worden waren.

kapazitäten erfolgen. Ein strategisches Zurückhalten von Kraftwerkskapazitäten im Grundlastbereich erhöht nicht nur den Systemgrenzpreis, sondern über die Verringerung der Reservekapazitäten auch die für die Kalkulation des Kapazitätszuschlages relevante Ausfallwahrscheinlichkeit, den Value of Lost Load. Der Vorteil des strategischen Zurückhaltens von Erzeugungskapazitäten besteht darin, dass ein solches Verhalten weniger leicht von der Regulierungsbehörde aufgedeckt werden kann als missbräuchlich überhöhte Preisgebote.

**1232.** Trotz der beträchtlichen Marktmacht von National Power und PowerGen waren die Poolpreise in den ersten beiden Jahren nach Einführung des Poolhandels vergleichsweise niedrig. Dies wird auf die zu dieser Zeit nahezu vollständige vertragliche Absicherung der von National Power und PowerGen gehandelten Strommenge zurückgeführt. In den folgenden Jahren führten Preiserhöhungen und vermehrt auftretende Preisspitzen zu wiederholten Untersuchungen der Poolpreise bzw. einzelner Bestandteile der abgegebenen Preisgebote durch die Regulierungsbehörde, die die vielfältigen Missbrauchsmöglichkeiten marktmächtiger Anbieter auf dem Großhandelsmarkt belegten. In der Folge dieser Untersuchungen ergriff die Regulierungsbehörde daher eine Reihe von Maßnahmen, die die Manipulationsmöglichkeiten der Anbieter beschränken und die Wettbewerbssituation auf dem Großhandelsmarkt verbessern sollten. Die Maßnahmen umfassten eine veränderte Berechnungsmethode für den Kapazitätszuschlag, eine Verpflichtung der Inhaber von Erzeugungslizenzen zur Veröffentlichung von Informationen über die Verfügbarkeit und die geplante Abschaltung von Kraftwerken, eine mit National Power und PowerGen vereinbarte, für die Dauer von zwei Jahren (1994/95 sowie 1995/96) geltende Preisobergrenze für den Pooleinkaufspreis sowie die Veräußerung von Erzeugungskapazitäten durch National Power und PowerGen. Diese Maßnahmen konnten jedoch die Wettbewerbssituation auf dem Großhandelsmarkt nicht entscheidend verbessern. Der Verkauf der Erzeugungskapazitäten an den Regionalversorger Eastern Electricity hatte an der marktbeherrschenden Stellung der Dyopolisten, die auch nach dem Verkauf noch in ca. 65 % der Fälle den Systemgrenzpreis setzten, wenig geändert.<sup>74</sup> Zwar ist nach Einführung der Preisobergrenze der Systemgrenzpreis deutlich gefallen, gleichzeitig hat aber der Kapazitätszuschlag um ein Vielfaches zugenommen, so dass der Pooleinkaufspreis annähernd konstant geblieben ist. Nach Auffassung von Ofgem war die Erhöhung des Kapazitätszuschlages in diesen Jahren unter anderem auch das Ergebnis einer strategisch herbeigeführten Verringerung der Reservekapazitäten. Zunehmende Pooleinkaufspreise im Winter 1997/98 und im Sommer 1999 führten zu weiteren Poolpreisprüfungen durch Ofgem, die erneut manipulatives Verhalten der nach wie vor dominierenden Anbieter National Power und PowerGen aufdeckten.

**1233.** Ende 1999 machte Ofgem den Vorschlag, die Lizenzbedingungen potentiell marktmächtiger Erzeuger um die sog. Market Abuse Licence Condition zu erweitern. Die Regulierungsbehörde war zu der Auffassung gelangt, dass weitere Änderungen der Poolregeln nicht ausreichen würden, die dem Poolsystem inhärenten Missbrauchsmöglichkeiten wirksam zu beschränken. Die neuen Lizenzbestimmungen sollten Anbietern mit beträchtlicher Marktmacht bestimmte, als missbräuchlich eingestufte Verhaltensweisen verbieten und die Regulierungsbehörde mit Sanktionsmöglichkeiten zur Ahndung von Verstößen gegen dieses Verbot ausstatten. Ein Anbieter verfügt gemäß den neuen Lizenzbestimmungen dann über beträchtliche Marktmacht, wenn er in der Lage ist, unabhängig von einer Änderung der Marktnachfrage oder der Kostenbedingungen eine wesentliche Änderung der Großhandelspreise herbeizuführen. Das missbräuchliche Ausüben von Marktmacht sollte damit auch ohne Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung möglich sein. Ofgem befürchtete, dass missbräuchliches Verhalten auf dem Großhandelsmarkt für Strom, dass aufgrund der speziellen ökonomischen Ei-

<sup>74</sup> Vgl. Competition Commission, AES and British Energy, a.a.O., S. 153.

genschaften diese Marktes auch bei geringen Marktanteilen und einem niedrigen Konzentrationsgrad auftreten kann, vom allgemeinen Wettbewerbsrecht, das für den Nachweis eines Missbrauchs eine marktbeherrschende Stellung voraussetzt, nicht erfasst wird. Die Market Abuse Licence Condition sollte in die Lizenzen aller Erzeugungsunternehmen eingefügt werden, die einen Marktanteil von mindestens 5 % auf dem Großhandelsmarkt hatten sowie in mindestens 5 % der Fälle den Systemgrenzpreis setzten. Von der Lizenzmodifikation waren nach diesen Kriterien zum damaligen Zeitpunkt die Unternehmen National Power, PowerGen, TXU, Edison, AES, British Energy und BNFL Magnox betroffen. British Energy und AES verweigerten die Zustimmung zur Änderung ihrer Lizenz, so dass diese Fälle an die Competition Commission verwiesen wurden.

Die Competition Commission gelangte in ihrem Abschlussbericht<sup>75</sup> zu der Auffassung, dass die Beibehaltung der Lizenzbestimmungen von British Energy und AES ohne die vom DGES vorgeschlagene Modifikation nicht gegen das öffentliche Interesse verstößt. Die Kommission stellte dabei weniger die von Ofgem in der Vergangenheit festgestellten Missbräuche und die generelle Manipulationsanfälligkeit von Stromgroßhandelsmärkten in Frage, sondern ging davon aus, dass sich die Möglichkeiten der Anbieter, Marktmacht auszuüben, durch den kürzlich erfolgten Verkauf von Kraftwerkskapazitäten durch National Power und PowerGen und die damit verbundene Abnahme der Marktkonzentration verringern wird. Zur Verringerung der Manipulationsanfälligkeit des Großhandelsmarktes wird nach Auffassung der Competition Commission auch die bevorstehende Einführung der neuen Handelsmechanismen beitragen.

#### *Marktentwicklung nach Einführung von NETA*

**1234.** Von Seiten der Regulierungsbehörde verband sich mit der Einführung der neuen Handelsregeln die Erwartung einer stärker wettbewerbsorientierten Entwicklung des Großhandelsmarktes für Strom. Die Abschaffung der komplexen Preisbildungsregeln des Pools sollte die Manipulationsmöglichkeiten marktmächtiger Erzeuger verringern, während strategische Preissetzung auf dem unter NETA betriebenen Markt für Ausgleichsenergie dadurch erschwert werden sollte, dass die Anbieter nicht nach dem Gebot der teuersten gerade noch aufgerufenen Kraftwerkseinheit, sondern auf der Basis ihrer individuellen Gebote bezahlt werden. Der Einbezug der Nachfrageseite auf den Kontraktmärkten und dem Markt für Ausgleichsenergie sollte den Wettbewerbsdruck auf die Anbieter zusätzlich erhöhen. Es wurde erwartet, dass sich mit der Einführung von NETA liquide Terminmärkte für den physischen und finanziellen Stromhandel herausbilden würden. Die auf diesen Märkten gebildeten Preise würden effiziente Signale für Investitionen in Erzeugungskapazitäten abgeben.

**1235.** Ersten Marktanalysen<sup>76</sup> zufolge haben sich die Großhandelsmärkte nach Einführung der neuen Handelsregeln in zufrieden stellender Weise entwickelt. Die Liquidität auf den Spot- und Terminmärkten hat sich ebenso wie die Anzahl der angebotenen Produkte beträchtlich erhöht. Gehandelt werden bilaterale und standardisierte kurzfristige Intra-day- und Day-ahead-Kontrakte sowie Terminkontrakte auf Wochen-, Monats- und Jahresbasis. Der Großteil des Handelsvolumens (ca. 95 %) entfällt auf bilaterale Spot- und Terminkontrakte. Die Bedeutung des Börsenhandels, der sich bisher vor allem auf kurzfristige Handelsgeschäfte erstreckt, ist mit 3 % des Handelsvolumens gegenwärtig allerdings eher gering. Auf dem von

<sup>75</sup> Vgl. Competition Commission, AES and British Energy, a.a.O.

<sup>76</sup> Vgl. Ofgem, The Review of the first year of NETA. A review document, Vol. 1 & 2, 2002.

NGC betriebenen Markt für den Handel mit Ausgleichsenergie entfallen ca. 2 % des Handelsvolumens.<sup>77</sup>

Die Großhandelspreise sind ein Jahr nach der Einführung von NETA beträchtlich gesunken. Zwischen April 2001 und April 2002 fielen die durchschnittlichen Terminpreise für Grundlaststrom um ca. 20 %, für Spitzenlaststrom um ca. 27 %. Auf dem Spotmarkt fiel die Preissenkung mit 32 % sogar noch größer aus.<sup>78</sup> Die Volatilität der Preise hat im Vergleich mit den Poolpreisen abgenommen. Eine große Schwankungsbreite wiesen zunächst allerdings die Preise auf dem Markt für Ausgleichsenergie auf. Der Systemankaufpreis lag in den ersten Monaten nach der Einführung von NETA um ein Vielfaches über dem Systemverkaufspreis. Um nicht dem Risiko eines vergleichsweise hohen Systemankaufpreises ausgesetzt zu sein, sind die Marktteilnehmer Vertragspositionen eingegangen, die die Wahrscheinlichkeit eines Zukaufs von Strom auf dem Ausgleichsenergie Markt gering halten. Mittlerweile hat sich jedoch sowohl die Volatilität der Preise für Ausgleichsenergie als auch die Differenz zwischen Systemankaufs- und Systemverkaufspreis deutlich verringert.

**1236.** Ofgem zieht aufgrund dieser Marktentwicklung eine positive Bilanz hinsichtlich der Funktionsfähigkeit und der wettbewerblichen Wirkung der neuen Handelsregeln. Diese Auffassung wird jedoch nicht von allen Marktbeobachtern geteilt. In Frage gestellt wird vor allem, inwieweit der drastische Preisverfall auf den Großhandelsmärkten auf die Einführung von NETA zurückzuführen ist oder nicht vielmehr auf andere Ursachen, insbesondere die nahezu zeitgleich erfolgte Verringerung der Angebotskonzentration und die damit einhergehende erhöhte Wettbewerbsintensität auf dem Großhandelsmarkt, hat.<sup>79</sup> Befürchtet wird, dass die neuen Handelsregeln langfristig den Marktzutritt auf der Erzeugerebene durch zunehmende vertikale Integration und illiquide Märkte beeinträchtigen könnten.<sup>80</sup>

#### *Wettbewerbsentwicklung auf den Endkundenmärkten*

**1237.** Auf den Endkundenmärkten hat sich der Wettbewerb seit der vollständigen Marktöffnung sehr positiv entwickelt, wie die Entwicklung der Verbraucherpreise, die Wechselbereitschaft der Kunden sowie der Rückgang der Marktanteile der ehemaligen Regionalversorger in ihren traditionellen Versorgungsgebieten zeigen. Insgesamt sind die Preise für Haushaltskunden seit der Privatisierung um real 25 % gefallen.<sup>81</sup> Zwischen 1998, dem Jahr der vollständigen Marktöffnung, und 2002 sind die Preise der ehemaligen Gebietsversorger für Haushaltskunden um durchschnittlich 8 % gesunken, während Kunden, die ihren Versorger gewechselt haben, im gleichen Zeitraum Preissenkungen im Umfang von 17 % realisieren konnten. Die Preisdifferenzen zwischen den ehemaligen Gebietsversorgern und dem jeweils besten Angebot eines Wettbewerbers liegen zwischen 10 % und 22 %. Dies ist nach Auffassung von Ofgem ausreichend, um eine wettbewerblich relevante Zahl von Haushaltskunden zu einem Wechsel ihres Versorgers zu bewegen. Bis März 2003 haben 43 % aller Verbraucher ihren Versorger mindestens einmal gewechselt. Die Nettowechselrate, die die Anzahl der zu ihrem ehemaligen Regionalversorger zurückgekehrten Verbraucher berücksichtigt und insofern ein Maß für die Erosion der Marktposition der ehemaligen Gebietsversorger darstellt, betrug im

<sup>77</sup> Vgl. ebenda, S. 53.

<sup>78</sup> Vgl. ebenda, S. 44, 46.

<sup>79</sup> Vgl. Newbery, D.M., The effect of NETA on wholesale electricity prices, Cambridge 2003, <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/output-current.htm>.

<sup>80</sup> Vgl. Newbery, D.M., Regulating unbundled network utilities, Cambridge 2001, S. 20, <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/output-download.htm>.

<sup>81</sup> Zur Preisentwicklung vgl. Ofgem, Electricity supply competition: An Ofgem occasional paper, September 2002, S. 2 ff.

März 2003 38 %.<sup>82</sup> Damit korrespondiert ein noch verbliebener Marktanteil (als Anteil an der Zahl der Haushaltskunden) der ehemaligen Gebietsversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten von durchschnittlich 64 %.<sup>83</sup> Für Industrie- und Gewerbekunden sanken die Preise zwischen 1998 und 2002 um 25 %, bei Herausrechnung der 2001 eingeführten Climate Change Levy<sup>84</sup> hätte die Preissenkung sogar 35 % betragen. Die Wechselraten lagen für Industrie- und Gewerbekunden im März 2003 zwischen 35 % bei den nicht halbstündlich leistungsgemessenen Abnehmern und 61 % bei den halbstündlich leistungsgemessenen Abnehmern.<sup>85</sup> Die Anzahl der neu vergebenen Lizenzen an unabhängige Stromversorgungsunternehmen (2001 fünf Lizenzen, 2002 zwei Lizenzen, 2003 drei Lizenzen) belegt nach Auffassung von Ofgem die Tatsache, dass Markteintrittsbarrieren niedrig und die Wettbewerbsdynamik weiterhin hoch ist.

**1238.** Die positive Entwicklung des Wettbewerbs auf den Endkundenmärkten führte dazu, dass auf Vorschlag von Ofgem das allgemeine Diskriminierungsverbot in den Lizenzen für die Stromversorgung im Oktober 2001 aufgehoben wurde.<sup>86</sup> Nach Auffassung von Ofgem wird zukünftig die Missbrauchsaufsicht im Rahmen des allgemeinen Wettbewerbsrechts ausreichen, um wettbewerbsbeschränkendes Verhalten im Versorgungsbereich zu kontrollieren. Im April 2002 hat Ofgem außerdem die noch verbliebene Ex-ante-Regulierung der Haushaltskundenpreise eingestellt.

### *5.2.3.3 Beurteilung des elektrizitätswirtschaftlichen Systems in England*

**1239.** Die Beurteilung der Reformen in der englisch-walisischen Stromwirtschaft fällt im Hinblick auf die ökonomischen Ergebnisse sehr positiv aus. Im Erzeugungsbereich konnten durch die Stilllegung ineffizienter Altanlagen, durch umfangreiche Neuinvestitionen und durch Produktivitätssteigerungen bei bestehenden Kraftwerksanlagen bedeutende Effizienzgewinne realisiert werden. Der Großhandelsmarkt funktionierte in dem Sinne reibungslos, als der Marktzutritt unabhängiger Erzeugungsunternehmen in großem Ausmaß unterstützt und gefördert wurde. Die Kosten der Stromübertragung und -verteilung sind ebenso wie die im Rahmen des Systembetriebs anfallenden Kosten seit der Liberalisierung beträchtlich gesunken. Dabei gibt die Versorgungssicherheit weder hinsichtlich der Leitungskapazitäten noch hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten Anlass zur Sorge. Vielmehr hat sich die Netzstabilität gemessen an der Anzahl und der Dauer von Versorgungsunterbrechungen kontinuierlich erhöht. Mit einer Reservekapazität von 20 % über der winterlichen Nachfrageleistungsspitze<sup>87</sup> sind gegenwärtig auch bei der Stromproduktion keine Versorgungsengpässe zu befürchten. Die Wettbewerbsdynamik auf den Endkundenmärkte ist außerordentlich hoch, wie die auf diesen Märkten zu beobachtenden Marktanteilsverschiebungen belegen. Sowohl Industrie- als auch Haushaltskunden profitieren durch sinkende Strompreise von den Effizienzgewinnen im englisch-walisischen Stromsektor.

---

82 Vgl. Ofgem, Domestic gas and electricity supply competition, Recent developments, a.a.O., S. 32, 37.

83 Vgl. Ofgem, Electricity supply competition: An Ofgem occasional paper, a.a.O., S.26.

84 Die Climate Change Levy in Höhe von 0,43 p/kWh ist nur von Industrie- und Gewerbekunden zu bezahlen.

85 Vgl. Ofgem, Review of competition in the non-domestic gas and electricity supply sectors, Initial findings, July 2003, S. 65.

86 Marktbeherrschenden Versorgungsunternehmen war es nach den Lizenzbestimmungen verboten, Verdrängungspraktiken zu ergreifen oder zwischen Konsumenten bzw. Konsumentengruppen zu diskriminieren. Eine Diskriminierung lag insbesondere dann vor, wenn der Erlös aus der Versorgung einer Konsumentengruppe die Kosten der Versorgung dieser Konsumenten deutlich übersteigt, bzw. wenn das Verhältnis zwischen dem Erlös und den einer Gruppe von Konsumenten zugeordneten Kosten zwischen verschiedenen Konsumentengruppen beträchtliche Unterschiede aufweist.

87 Vgl. Ofgem/DTI, Joint Energy Security of Supply Working Group, Third Report, November 2003, S. 28.



**1240.** Die Erfahrungen in England und Wales verdeutlichen jedoch auch die mit der wettbewerblichen Öffnung der Strommärkte verbundenen Schwierigkeiten: zum einen die grundsätzliche Anfälligkeit von Stromgroßhandelsmärkten für strategisches Angebotsverhalten marktmächtiger Erzeugungsunternehmen und zum anderen die mit der Ausgestaltung und Durchführung der Regulierung von Stromübertragung, -verteilung und Systemdienstleistungsfunktionen als den natürlichen Monopolbereichen in der Stromwirtschaft verbundenen Probleme. Durch die Einrichtung einer unabhängigen, mit weitreichenden Handlungsbefugnissen ausgestatteten sektorspezifischen Regulierungsbehörde war es in der englisch-walisischen Stromwirtschaft jedoch möglich, auf die Marktentwicklungen im Großhandel in flexibler Weise zu reagieren und die Regulierung der natürlichen Monopolbereiche vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen weiterzuentwickeln. Das wichtigste Instrument hierfür stellt das Lizenzsystem dar, durch das die Anpassung des Regulierungsrahmens an veränderte Marktbedingungen ermöglicht wird, ohne dass der allgemeine politische Gesetzgebungsprozess durchlaufen werden muss. Im Zusammenhang mit der Überwachung und Durchsetzung der Lizenzbestimmungen sowie bei der Wahrnehmung von Funktionen im Rahmen des allgemeinen Wettbewerbsrechts verfügt der DGES bzw. die Gas and Electricity Markets Authority nicht nur über Kompetenzen zur Ex-ante-Preisregulierung der natürlichen Monopolbereiche sondern auch über Befugnisse im Hinblick auf missbräuchliches Verhalten marktmächtiger Unternehmen in der Stromwirtschaft. Diese Kompetenzen ermöglichten es dem DGES, aktiven Einfluss auf die wettbewerbliche Entwicklung des Großhandelsmarktes zu nehmen und insbesondere auf die Verringerung der Angebotskonzentration hinzuwirken. In dieser Hinsicht kann die Regulierungspolitik von Ofgem als höchst erfolgreich beurteilt werden. Innerhalb Europas ist England mittlerweile das Land mit dem am wenigsten konzentrierten Stromerzeugungssektor.<sup>88</sup> Ebenfalls auf die Initiative von Ofgem ging die Einführung der neuen Handelsregeln für den Großhandelsmarkt zurück, an deren Ausarbeitung die Regulierungsbehörde maßgeblich beteiligt war. Ob die Marktmachtprobleme auf dem Stromgroßhandelsmarkt durch Verringerung des Konzentrationsgrades und die Einführung von NETA beseitigt sind bzw. im Rahmen der derzeitigen Lizenzbestimmungen und des allgemeinen Wettbewerbsrechtes ausreichend kontrolliert werden können, bleibt abzuwarten.

**1241.** Auch die Regulierung der natürlichen Monopolbereiche sowie der Endkundenversorgung unterlag seit der Privatisierung und Liberalisierung der englischen Stromwirtschaft einem großen Wandel. Dabei ist einerseits eine Ausdehnung des Regulierungsumfanges – beispielsweise im Hinblick auf die Regulierung der Versorgungsqualität – zu beobachten, andererseits konnte die Regulierung der Haushaltskundenpreise aufgrund der positiven Entwicklung des Wettbewerbs aufgehoben und das spezielle Diskriminierungsverbot in den Lizenzen der Versorgungsunternehmen entfernt werden. In verschiedenen anderen Bereichen, wie beispielsweise bei der Einführung des Sliding-Scale-Anreizverfahrens für die Kosten der von NGC erbrachten Systemdienstleistungen oder bei der Entwicklung eines finanziellen Anreizsystems für die Verbesserung der Versorgungsqualität, hat Ofgem neue Formen der Regulierung eingeführt. Die periodischen Preisprüfungen zur Festlegung der Erlösobergrenzen für den Betrieb des Übertragungs- und der Verteilnetze haben an Komplexität deutlich zugenommen und werden derzeit von Ofgem umfassend reformiert.

**1242.** Insgesamt lehren die Erfahrungen aus England und Wales, dass die Wettbewerbsentwicklung auf den liberalisierten Strommärkten durch eine starke, mit hinreichenden Handlungsvollmachten ausgestattete Regulierungsbehörde deutlich gefördert werden kann. Um der

---

<sup>88</sup> Vgl. OECD, OECD Reviews of Regulatory Reform: United Kingdom, Challenges at the Cutting Edge, Background Paper: Regulatory Reform in Gas and Electricity and the Professions, Paris 2002, S. 16. <http://oecdpublications.gfi-nb.com/cgi-bin/OECDBookShop.storefront/EN/product/422002101P1>.

dynamischen Entwicklung der Märkte Rechnung zu tragen und eine Anpassung der Netzzugangsregulierung auf der Grundlage der in der Praxis gesammelten Erfahrungen zu ermöglichen, sollten die der Behörde zur Verfügung gestellten Regulierungsinstrumente hinreichend flexibel ausgestaltet sein.

## **6. Die zukünftige Ausgestaltung des Regulierungsrahmens in der deutschen Elektrizitätswirtschaft: Zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes**

**1243.** Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit hat den Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG-E) vorgelegt, mit dem der Regulierungsrahmen für den Elektrizitätssektor in Deutschland neu gestaltet wird. Mit der Gesetzesnovelle werden die Richtlinien 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (Elektrizitätsrichtlinie) und 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (Gasrichtlinie) vom 26. Juni 2003 in deutsches Recht umgesetzt. Handlungsbedarf besteht für den deutschen Gesetzgeber vor dem Hintergrund der europarechtlichen Regelungen vor allem in Hinblick auf die Einführung eines regulierten Netzzugangs. Das in Deutschland als einzigem Land in der europäischen Union praktizierte Modell des verhandelten Netzzugangs wird durch die Elektrizitätsrichtlinie abgeschafft. In Zukunft stellt der regulierte Netzzugang auf Grundlage veröffentlichter und ex ante genehmigter Tarife bzw. Tarifberechnungsmethoden das einzig zulässige Netzzugangsmodell in der Elektrizitätswirtschaft dar.

Die Mindestanforderungen der Elektrizitätsrichtlinie sehen vor, dass die Mitgliedstaaten eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betrauen. Den Regulierungsbehörden obliegt es, zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen einschliesslich der Tarife für die Übertragung und Verteilung sowie die Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen festzulegen oder zu genehmigen. Die europarechtlichen Rahmenvorgaben beschränken sich hinsichtlich der Regulierung der Netzzugangsentgelte also auf eine Ex-ante-Genehmigung der Berechnungsmethoden. Die Kontrolle angemessener und diskriminierungsfreier Einzelentgelte kann weiterhin im Rahmen einer Ex-post-Missbrauchsaufsicht erfolgen.

**1244.** Der vorliegende Entwurf zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes erfüllt die Mindestvorgaben der Elektrizitätsrichtlinie zur Ausgestaltung des regulierten Netzzugangs, geht aber nicht über die europarechtlichen Regelungen hinaus. Die sektorspezifische Regulierung für den Strom- und Gassektor wird der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post, in Zukunft Bundesregulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post (REGTP), übertragen. Gemäß § 25 Abs. 1 und Abs. 2 EnWG-E entscheidet die Bundesregulierungsbehörde über die Bedingungen oder Methoden zur Festlegung dieser Bedingungen und über die Methoden zur Bestimmung der Entgelte in den Bereichen Netzanschluss, Netzzugang und Ausgleichsleistungen. Die Kontrolle missbräuchlichen Verhaltens eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen erfolgt gemäß § 27 EnWG-E im Rahmen eines besonderen Ex-post-Missbrauchsverfahrens der Bundesregulierungsbehörde, die auf Antrag jedes Betroffenen eine Überprüfung des Verhaltens der Netzbetreiber vorzunehmen und innerhalb von zwei Monaten hierüber zu entscheiden hat. Die Bundesregulierungsbehörde nimmt die ihr gemäß § 25 EnWG-E zugestandenene Befugnisse allerdings nur vorbehaltlich entsprechender

Rechtsverordnungen des Bundeswirtschaftsministeriums wahr. Das Bundeswirtschaftsministerium wird im vorliegenden Gesetzesentwurf ermächtigt, sowohl die Bedingungen oder Methoden für die Festlegung der Bedingungen für den Netzzanschluss als auch für den Netzzugang einschliesslich der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen und der Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang durch Rechtsverordnung festzulegen. Es ist von Seiten des Ministeriums geplant, detaillierte Rechtsverordnungen zum Netzzanschluss, zum Netzzugang und zur Ausgestaltung der Beschaffung und Abrechnung von Ausgleichsenergie zu erlassen.

**1245.** Der Maßstab für die Angemessenheit der Entgelte für den Netzzugang sind gemäß § 20 Abs. 3 EnWG-E die Kosten einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung. Auch die Tarife für die Erbringung von Ausgleichsleistungen sind nach § 20 Abs. 5 EnWG-E auf der Grundlage einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung kostenorientiert festzulegen. Gleichzeitig sollen bei der Gestaltung der Methoden zur Bestimmung der Netzentgelte im Rahmen der vom Bundeswirtschaftsministerium zu erlassenden Rechtsverordnung gemäß § 20 Abs. 6 letzter Halbsatz EnWG-E Anreize zur Effizienzverbesserung des Netzbetriebs gegeben werden.

**1246.** Das Bundeswirtschaftsministerium hat sich mit dem vorliegenden Referentenentwurf erwartungsgemäß gegen eine Ex-ante-Regulierung der Netznutzungsentgelte entschieden. Ex ante festgelegt werden sollen nur die Bedingungen oder Methoden für die Festlegung der Bedingungen des Netzzugangs. Begründet wird dies von Seiten des Ministeriums unter anderem mit dem großen Aufwand einer Ex-ante-Einzelpreisgenehmigung für die mehr als 900 Netzbetreiber in der Elektrizitätswirtschaft. Darüber hinaus räumt der Gesetzesentwurf dem Bundeswirtschaftsministerium an zentralen Stellen umfangreiche Befugnisse zum Erlass von Rechtsverordnungen ein. Die vorliegenden ersten Entwürfe einer Netzzugangs- und Netzentgeltverordnung Strom lassen insbesondere eine weitgehende verordnungsrechtliche Normierung von Kostenkalkulationsmethoden erwarten, wobei als Grundlage die Preisfindungsprinzipien der Verbändevereinbarung Strom II plus herangezogen werden. Damit folgt der Gesetzesentwurf dem von Verbänden der Energiewirtschaft geforderten Konzept einer normierenden Regulierung, dass auf eine weitgehende Beschränkung der Handlungsspielräume der zukünftigen Regulierungsbehörde abzielt. Es ist daher zu befürchten, dass sich die Kompetenzen der Regulierungsbehörde im Bereich der Marktregulierung auf eine rein formale Überprüfung der Einhaltung verordnungsrechtlich vorgegebener Kalkulationsprinzipien beschränken werden.

**1247.** Die Monopolkommission vermag in dem vorgelegten Gesetzesentwurf insbesondere im Hinblick auf das vorgesehene System der Netzentgeltregulierung keine substantielle Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätssektor zu erkennen. Der als zentraler Maßstab für die Angemessenheit der Netznutzungsentgelte herangezogene Begriff der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung entstammt der Tarifpreisaufsicht der Länder, durch die in der Vergangenheit die Endkundenpreise für Stromtarifabnehmer präventiv genehmigt wurden. Im Rahmen der von den Länderaufsichtsbehörden durchgeführten Preisgenehmigungsverfahren wurden bei der Preisermittlung die von den Monopolunternehmen nachgewiesenen Kosten einschliesslich einer angemessenen Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals zugrunde gelegt. Eine Prüfung, inwieweit die von den Unternehmen geltend gemachten Kosten bei einer effizienten Leistungsbereitstellung notwendig gewesen wären, hat dabei nicht stattgefunden. Der Begriff der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung steht damit in der Tradition einer kostenzuschlagsorientierten Preisregulierung auf der Basis vergangenheitsbezogener Ist-Kosten der Monopolunternehmen, die keinerlei Anreize

für Effizienzverbesserungen beinhaltet. Als Maßstab für die Ermittlung wettbewerbsgerechter Netznutzungsentgelte in einem liberalisierten stromwirtschaftlichen Umfeld ist der Begriff der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung nach Auffassung der Monopolkommission daher ungeeignet. Die Orientierung an den tatsächlichen Kosten birgt die Gefahr, dass das aus Monopolzeiten stammende überhöhte Kostenniveau auch in Zukunft nicht abgebaut wird, zumal der vorliegende Referentenentwurf keine darüber hinaus gehenden Hinweise auf anreizorientierte Regulierungsinstrumente wie das Vergleichsmarktprinzip oder Benchmarkingverfahren zur Beurteilung der Angemessenheit von Netznutzungsentgelten enthält. Um den Erfordernissen einer effizienzorientierten Netzentgeltregulierung, die Anreize für zukünftige Produktivitätsfortschritte beim Betrieb der Stromnetze bietet, Rechnung zu tragen, schlägt die Monopolkommission vor, den Begriff der Kosten einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung durch den auch im Bereich der Telekommunikationsregulierung verwendeten Begriff der Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung zu ersetzen. Damit wäre zumindest begrifflich die Effizienzorientierung bei der Ermittlung angemessener Netzpreise klargestellt.

Vor dem Hintergrund der in Abschnitt 5.1.2 dargestellten konzeptionellen und verfahrensrechtlichen Mängel der derzeitigen Ausgestaltung der Netzpreisaufsicht hält es die Monopolkommission darüber hinaus für außerordentlich wichtig, dass mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes ein Rechtsrahmen für die Entwicklung angemessener, anreizorientierter Verfahren zur Regulierung der Netznutzungsentgelte im Stromsektor geschaffen wird. Dem trägt der vorliegende Referentenentwurf nicht Rechnung, da er ausschliesslich auf eine kostenorientierte Prüfung der Netzentgelte abstellt. Die Anwendung von Benchmarkingverfahren zur Überprüfung der Effizienz der einzelnen Netzbetreiber wird in dem Entwurf dagegen an keiner Stelle erwähnt. Es genügt aber nach Auffassung der Monopolkommission nicht, die Anwendung von Vergleichsverfahren zur Überprüfung von Netzentgelten, wie vorgesehen, nur verordnungsrechtlich zu normieren, da dann die Gefahr besteht, dass die kostenorientierte Regulierung des der Rechtsverordnung übergeordneten Gesetzes bestenfalls eine nachrangige Anwendung von Vergleichsverfahren zulässt. Die Monopolkommission schlägt daher vor, in das Energiewirtschaftsgesetz eine explizite Verpflichtung der Bundesregulierungsbehörde zur Entwicklung anreizorientierter Benchmarkingverfahren für die Kontrolle von Netzentgelten aufzunehmen. Damit nicht vereinbar ist eine allzu starke Einschränkung der Handlungsspielräume der Bundesregulierungsbehörde durch die vorgesehene detaillierte verordnungsrechtliche Festlegung von Kalkulationsprinzipien zur Berechnung von Netzzugangsentgelten. Die Entwicklung ökonomisch und wettbewerblich sachgerechter Preisregulierungsverfahren benötigt erfahrungsgemäß Zeit. Voraussetzung für eine effiziente Regulierung der Netzpreise ist daher ein Regulierungsrahmen, der es der Bundesregulierungsbehörde ermöglicht, Erfahrungen zu sammeln und die Entgeltregulierung im Sinne eines Lernprozesses in flexibler Weise an dynamische Marktentwicklungen anzupassen.

Bonn, den 30. Juni 2004

M. Hellwig

J. Aldag

J. Basedow

K. Trebitsch