

Schriften des Vereins für Socialpolitik

Band 299

Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft

Von

**Dietmar Kuhnt, Eberhard Meller, Alfred Richmann,
Bernd Rudolph, Michael Schöneich, Carl-Christian von Weizsäcker,
Robert Werner, Carlhans Uhle**

Herausgegeben von

Peter Oberender



Duncker & Humblot · Berlin

Schriften des Vereins für Socialpolitik
Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
Neue Folge Band 299

SCHRIFTEN DES VEREINS FÜR SOCIALPOLITIK

Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften

Neue Folge Band 299

Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft



Duncker & Humblot · Berlin

Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft

Von

Dietmar Kuhnt, Eberhard Meller, Alfred Richmann,
Bernd Rudolph, Michael Schöneich, Carl-Christian von Weizsäcker,
Robert Werner, Carlhans Uhle

Herausgegeben von

Peter Oberender



Duncker & Humblot · Berlin

Bibliografische Information Der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in
der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische
Daten sind im Internet über <<http://dnb.ddb.de>> abrufbar.

Alle Rechte, auch die des auszugsweisen Nachdrucks, der fotomechanischen
Wiedergabe und der Übersetzung, für sämtliche Beiträge vorbehalten

© 2004 Duncker & Humblot GmbH, Berlin

Fremddatenübernahme und Druck:

Berliner Buchdruckerei Union GmbH, Berlin

Printed in Germany

ISSN 0505-2777

ISBN 3-428-11404-3

Gedruckt auf alterungsbeständigem (säurefreiem) Papier
entsprechend ISO 9706 ☺

Internet: <http://www.duncker-humblot.de>

Vorwort

Wettbewerblich organisierte Energiemärkte, von vielen einst für undenkbar und unmöglich gehalten, sind seit 1998 Wirklichkeit. Vor allem die Initiativen der Europäischen Union haben dazu geführt, dass die alten Monopolstrukturen aufgelöst worden sind und sich die Anbieter auf Strom- und in Zukunft auch auf Gasmärkten der Konkurrenz stellen müssen. Doch wie erfolgreich waren die bisherigen Liberalisierungsbemühungen? Die Meinungen gehen hier auseinander. Die einen sagen, daß von „wirklichem“ Wettbewerb noch keine Rede sein könne, wenn einige mächtige Unternehmen den Markt weiterhin dominieren. Anderen geht der erreichte Status Quo schon viel zu weit oder sie geben sich mit dem Erreichten zufrieden. Feststellbar ist auch, dass der Reformeifer vieler Beteiligten sichtbar erlahmt zu sein scheint. Das zähe Bemühen um eine Weiterentwicklung der Wettbewerbsordnungen – insbesondere für den Gasmarkt – spricht Bände davon. Viele Fragen sind noch offen oder strittig: War der verhandelte Netzzugang wirklich das richtige Modell für diesen Markt? Ist eine spezifische Regulierungsbehörde notwendig? Wie kann schließlich echter gesamteuropäischer Wettbewerb auf diesen Märkten geschaffen werden?

Den Mitgliedern der *Arbeitsgruppe Wettbewerb im Wirtschaftspolitischen Ausschuss des Vereins für Socialpolitik* erschien es daher sinnvoll, die bisherigen Liberalisierungserfahrungen zu bilanzieren und eine Diskussion möglicher Zukunftsperspektiven zu führen. Im Rahmen der Jahrestagung 2003 in Leipzig wurden daher ausgewählte Aspekte dieser Thematik aufgegriffen und – wie es der Tradition dieses Zusammenschlusses entspricht – zusammen mit Praktikern aus der Energiewirtschaft erörtert. Das Ergebnis ist der vorliegende Tagungsband, der die schriftlichen und überarbeiteten Fassungen der Referate enthält. Auf einen Abdruck der sich an die Referate anschließenden Aussprache wurde bewußt verzichtet, um eine offene Diskussion nicht zu behindern.

Den Einstieg in die Tagung bildet ein wissenschaftliches Referat. *Prof. Dr. Carl-Christian von Weizsäcker*, Universität Köln, zeigt auf, inwieweit die Wettbewerbspotentiale auf Energiemärkten bereits ausgeschöpft sind und wo die ökonomische Theorie noch Nachholbedarf sieht.

Die Erfahrungen eines der großen Unternehmen im deutschen Strommarkt resümiert *Dr. Dietmar Kuhnt*, ehemals Vorstandsvorsitzender der RWE AG.

Gerade auf Seiten kommunaler Unternehmen herrschte vielfach die Befürchtung, dass sie in einem wettbewerblichen Umfeld die Verlierer sein werden. Ob dies tatsächlich eingetreten ist und wo die Chancen solcher Unternehmen liegen,

legt *Michael Schöneich*, Hauptgeschäftsführer des Verbandes kommunaler Unternehmen, dar.

Die europäische Dimension der Thematik beleuchtet *Dr. Eberhard Meller*, Hauptgeschäftsführer des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft. Er skizziert, wie faire Wettbewerbsregeln für diesen Markt aussehen sollten.

Eine Energiebörse spielt eine wichtige Rolle für die Funktionsfähigkeit liberalisierter Energiemärkte. In Deutschland ist seit einigen Jahren die European Energy Exchange, Leipzig, aktiv. Ihr Vorstand, *Dr. Carlhans Uhle*, berichtet über die bisherigen Erfahrungen des Unternehmens.

Bernd Rudolph, Vorstand der Thüga AG, setzt sich näher mit dem Gasmarkt auseinander und zeigt die politischen und unternehmerischen Herausforderungen auf, die dieser Bereich mit sich bringt.

Die Nachfrageseite auf Strom- und Gasmärkten wird unter anderem vom Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft vertreten. *Dr. Alfred Richmann*, Hauptgeschäftsführer dieses Verbandes, referierte, wie die Wirklichkeit auf den Strom- und Gasmärkten aus seiner Sicht aussieht.

Die Liberalisierung der Energiemärkte hat eine Nische für Anbieter grünen Stroms geschaffen. *Robert Werner*, Vorstand der in diesem Segment tätigen Greenpeace energy eG, arbeitet die Erfahrungen seines Unternehmens auf.

Die Einordnung der Praxisreferate in die Wettbewerbstheorie und -politik nimmt schließlich *Carl-Christian von Weizsäcker* in seinem wissenschaftlichen Abschlußreferat vor.

Der Herausgeber dankt den Referenten und seinen Kollegen für ihre Teilnahme sowie ihre Diskussionsbereitschaft. Seinem Mitarbeiter, Herrn Diplom-Volkswirt *Jochen Fleischmann*, dankt er für seine umfassende Unterstützung bei der Vorbereitung und der Durchführung der Tagung sowie bei der Herausgabe des Tagungsbandes. Frau *Verena Fassold* gebührt ein Lob für die Überführung der Referate in die Schriftform. Schließlich gilt der Dank des Herausgebers auch Herrn Kollegen *Rolf H. Hasse*, Universität Leipzig, seiner Sekretärin, Frau *Martina Kussatz*, und seinem Lehrstuhlteam für die vorbildliche örtliche Organisation der Tagung und die Gastfreundschaft an der Universität Leipzig.

Bayreuth, im August 2003

Univ.-Prof. Dr. Dr. h. c. *Peter Oberender*

Inhaltsverzeichnis

Einführung in die Thematik

Von *Carl-Christian von Weizsäcker*, Köln 9

RWE in liberalisierten Märkten – Erfahrungsbericht und unternehmerische Perspektiven

Von *Dietmar Kuhnt*, Essen 23

Die Zukunft kommunaler Versorger in liberalisierten Märkten

Von *Michael Schöneich*, Köln 37

Faire Wettbewerbsregeln für die Europäischen Energiemärkte aus Sicht der Energiewirtschaft

Von *Eberhard Meller*, Berlin 41

Energiebörsen als innovative Handelsmodelle. Ein Erfahrungsbericht aus Sicht der European Energy Exchange AG

Von *Carlhans Uhle*, Leipzig 53

Die Neuordnung der Gasmärkte als unternehmerische und politische Herausforderung

Von *Bernd Rudolph*, München 61

Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte: Vision und Wirklichkeit

Von *Alfred Richmann*, Essen 71

Der Markt für „Grünen Strom“. Aktueller Stand und Entwicklungstendenzen aus unternehmerischer Sicht

Von *Robert Werner*, Hamburg 87

Wissenschaftliches Abschlussreferat

Von *Carl-Christian von Weizsäcker*, Köln 99

Einführung in die Thematik

Von *C. Christian von Weizsäcker*, Köln

A. Einleitung

Strom- und Gaswirtschaft haben in den letzten 10 Jahren eine fundamentale Veränderung erfahren, indem der Wettbewerb in diesen beiden Sektoren eingeführt worden ist. Dieser Veränderungsprozess ist noch keineswegs abgeschlossen. Dennoch ist es heute schon möglich, eine Bestandsaufnahme durchzuführen. In diesem Vortrag muss ich mich auf einige Aspekte einer solchen Bestandsaufnahme konzentrieren. Wichtige andere Aspekte müssen aus Zeitgründen notgedrungen unter den Tisch fallen. Insbesondere kann ich nicht auf die besonderen Probleme eingehen – so wichtig sie sind –, die sich aus der „Ungleichzeitigkeit“ der Liberalisierungsschritte in den einzelnen Mitgliedsstaaten sowohl der USA als auch der Europäischen Gemeinschaft ergeben. Auch der ganze Komplex einer politökonomischen Erklärung der Vorgänge kann hier nicht aufgearbeitet werden.

B. Die historische Entwicklung zur Liberalisierung

Die traditionell herrschende Meinung war, dass sich die Stromwirtschaft nicht für den Wettbewerb eignet. So ließ der Gesetzgeber in allen Ländern zu, dass die Stromwirtschaft dem Wettbewerb entzogen wurde. In vielen Staaten wurde die Elektrizitätswirtschaft verstaatlicht. Dort, wo dies nicht geschah, ließ man eine weitgehende Kartellierung durch vereinbarte gegenseitige Wettbewerbsverbote zu. Diese vorherrschende Meinung stützte sich darauf, dass der Bau von Parallelleitungen, die im Wettbewerb stehen, unwirtschaftlich sei: der Fall eines „natürlichen Monopols“, wie dies heutzutage ausgedrückt würde.

Diese herrschende Auffassung wurde durch die ökonomische Wissenschaft im Verlauf der siebziger Jahre zunehmend in Zweifel gezogen. Das war nicht nur in den angelsächsischen Ländern so. Auch im deutschsprachigen Bereich wurde zunehmend Kritik geübt. Ich darf in diesem Kreis insbesondere an die Bonner Habilitationsschrift von Gröner erinnern. Im Bereich der wirtschaftlichen Praxis waren es insbesondere die industriellen Großverbraucher, die sich günstigere Preise vom Stromwettbewerb versprochen und deshalb zunehmend gegen den Stachel löckten.

Die Erkenntnis setzte sich allmählich durch, dass die Eigenschaft des „natürlichen Monopols“ viel enger zu fassen sei. Die Erzeugung von Strom war per se kein natürliches Monopol. Auch im Bereich der Hochspannungsnetze konnte nicht wirklich von einem natürlichen Monopol gesprochen werden, wenn auch das Erfordernis einer technischen Gesamtsteuerung der zusammengeschalteten Netze verschiedener Eigentümer in der Form eines „Verbunds“ anerkannt werden musste. Aber genau so wenig wie die Notwendigkeit einer Bankenkooperation im Zahlungsverkehr das Bankgeschäft zu einem natürlichen Monopol macht, war die Notwendigkeit einer technischen Kooperation zwischen Elektrizitätsunternehmen ein Grund, bei der Stromerzeugung von einem natürlichen Monopol zu sprechen. Einzig im Niederspannungsbereich, bei der „Stromverteilung“ ist weitgehend unstrittig, dass hier ein natürliches Monopol vorliegt.

Den wichtigsten Anstoß in Europa zur Strommarktliberalisierung brachte die „Thatcher-Revolution“ in Großbritannien. Der politische Wille paarte sich dort mit der – ironischerweise – günstigen Ausgangslage, dass die Stromwirtschaft zu hundert Prozent verstaatlicht war. So konnten die Regierung und die Parlamentsmehrheit ohne rechtliche Hindernisse ein „ideales“ Marktsystem am Reißbrett entwickeln und dann in die Praxis umsetzen. Der britische Premierminister ist bei einer durch das Mehrheitswahlrecht meist bewirkten stabilen Parlamentsmehrheit beinahe ein Diktator auf Zeit. So konnte im Vereinigten Königreich ein „wohlmeinender Diktator“ ans Werk gehen und den wettbewerblichen Strommarkt ins Werk setzen. Es ist auch zu beachten, dass die entsprechende Liberalisierung im Telefonmarkt vorangeschritten war und es erlaubte, Erfahrungen in Sachen Liberalisierung zu sammeln. Fehler sind dennoch auch in Großbritannien gemacht worden.

In den politischen Systemen Kontinental-Europas wäre die Liberalisierung nur sehr langsam vorangekommen oder gar gescheitert, wenn nicht die Regeln des Gemeinsamen Europäischen Marktes und der politische Wille der Europäischen Kommission die Beachtung des geglückten Liberalisierungsexperiments im Mitgliedsstaat Großbritannien erforderlich gemacht hätte. So erzwang die Kommission durch den Verweis auf ihre Kompetenzen im Wettbewerbsrecht die Verabschiedung von Richtlinien des Ministerrats, die die nationalen Gesetzgeber zur Liberalisierung verpflichteten.

Diese Entwicklung führte in Deutschland insbesondere bei den acht großen „Verbundunternehmen“ im Verlauf der frühen neunziger Jahre zu einem Umdenken. Man sah angesichts der „drohenden“ Liberalisierung die Chancen der Größe im Wettbewerb. So wurden die Liberalisierungsbemühungen der Regierung, insbesondere des Bundeswirtschaftsministers, von den großen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft zunehmend unterstützt, weil man sich in dem nach der Liberalisierung zu erwartenden Konzentrationsprozess gute Chancen ausrechnete. Massiven Widerstand leisteten die kleineren, insbesondere die kommunalen Elektrizitätsunternehmen.

Trotz dieser Widerstände konnte im Jahre 1998, gegen Ende der letzten Amtsperiode des Bundeskanzlers Kohl, die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes

und des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen stattfinden mit der Folge einer weitgehenden Liberalisierung des deutschen Strommarktes. In dieser Hinsicht ging Deutschland über die Mindestverpflichtungen der Europäischen Richtlinien hinaus und hat quasi ohne Übergangsperiode liberalisiert.

Diese wenigen Andeutungen zur historischen Entwicklung der Strom- und Gasmarktliberalisierung müssen hier genügen.

C. Charakteristika der Stromwirtschaft

Es ist für das Weitere nützlich, sich einige Charakteristika der Stromwirtschaft zu vergegenwärtigen. Wir sprechen vom Stromnetz. Strom wird auf exklusiv dieser Dienstleistung vorbehaltenen Transportwegen übertragen. Für die meisten Branchen in der modernen Volkswirtschaft gibt es ebenfalls Transportdienstleistungen. Aber der Transport von Waren erfolgt ganz überwiegend nicht auf der spezifischen Ware vorbehaltenen Transportwegen. So gibt es in der Wirtschaftspolitik als Sektorphilosophie die Verkehrspolitik. Sie ist zuständig für den Sektor Verkehr, der den Transport von Waren und Dienstleistungen, aber auch von Personen für alle Branchen und für die Endverbraucher bewerkstelligt. Dem gegenüber handelt man die Fragen der Stromübertragung im Politikgebiet Energiepolitik ab. Denn die Transportwege des Stroms sind stromspezifisch und damit sehr viel enger verbunden mit ihrem energiewirtschaftlichen Zweck als dies bei den Transportleistungen in anderen Branchen der Fall ist.

Damit zusammen hängt, dass die Einzeltransportleistung sehr eng gekoppelt ist mit der Leistung des Gesamtsystems. Die für den reibungslosen Stromtransport erforderliche konstante Netzspannung ist eine Systemeigenschaft und kann nicht isoliert für einzelne Transportleistungen bereitgestellt werden.

Jedes komplexere Produktions- und Verbrauchssystem hat das Problem der reibungslosen Abstimmung zwischen Produktion und Verbrauch. Dort, wo die Einzelleistung nur schwach gekoppelt ist mit der Performance des Gesamtsystems, wie bei den Transportleistungen für einzelne Industriebranchen, kann die Pufferung zwischen Produktion und Verbrauch durch dezentrale Lagerhaltung erfolgen. Bei den Dienstleistungen geschieht die Abstimmung zwischen Produktion und Verbrauch durch dezentral gesteuerte Wartezeiten. Demgegenüber ist die Pufferung zwischen Produktion und Verbrauch in der Stromwirtschaft ein Managementproblem für die zentrale Steuerung des Gesamtsystems. Bekanntlich kann Strom nicht gelagert werden und insofern bedarf es einer von einer Zentralstelle aus erfolgenden Steuerung der einzelnen Komponenten des Systems. Da diese Steuerung den Verbraucher möglichst wenig irritieren soll, liegt die hauptsächliche Anpassungslast auf der Seite der Produktion. Die Befehle zum Hochsteuern oder Heruntersteuern der einzelnen Kraftwerke müssen zentral koordiniert sein.

Etwas abgeschwächt gelten ganz ähnliche Systemeigenschaften für die Gaswirtschaft. Die Abschwächung besteht darin, dass hier zum Teil dezentral Gas in Form von Lagerhaltung gepuffert werden kann.

D. Netze

Netze sind zu einem zentralen Thema der Wirtschaftspolitik der vergangenen 25 Jahre geworden. Eine ganz wesentliche Komponente dieser Wirtschaftspolitik war die Liberalisierung von Netzen. Es ist insofern nützlich, sich einige fundamentale Struktureigenschaften von Netzen zu vergegenwärtigen. Ich kann dies hier natürlich nur in sehr verkürzter Form tun.

Wichtig scheint mir die Unterscheidung zwischen Bruttonetzen und Nettonetzen zu sein. Bruttonetze sind solche Netze, in denen Transportleistungen, die in entgegengesetzter Richtung verlaufen, die Transportkapazitäten des Netzes additiv beanspruchen. Beispiele sind hier sämtliche Telekommunikationsnetze, aber auch Logistiknetze im Stückgutverkehr oder im Personenverkehr. Eine Nachricht, die in einem Telekommunikationsnetz von Punkt A zu Punkt B geschickt wird und eine andere Nachricht, die von Punkt B zu Punkt A geschickt wird, beanspruchen Transportkapazitäten des Telekommunikationsnetzes, die weitgehend unabhängig von der Beanspruchung durch den gegenläufigen Strom sind. Die erforderliche Transportleistung des Gesamtnetzes ergibt sich somit als Summe der einzelnen Kapazitäten, die für die Transportleistungen von Punkt zu Punkt bereitgestellt werden müssen.

Von ganz anderer Natur sind Nettonetze. Diese sind in der Energiewirtschaft relevant. Das Stromnetz, das Gasnetz, aber auch das Netz für die Breitstellung von Wasser sind Beispiele für Nettonetze. Muss eine bestimmte Menge Strom von Punkt A zu Punkt B transportiert werden, und muss eine bestimmte andere Menge Strom von Punkt B zu Punkt A transportiert werden, dann besteht die Netzbeanspruchung aus dem Saldo zwischen diesen beiden zu transportierenden Mengen. Das Netz muss faktisch nur diese Salden transportieren. Dieser grundsätzliche Vorteil von Nettonetzen beruht auf der Homogenität des Produkts, das transportiert wird. In einem funktionierenden Stromnetz ist Strom gleich Strom. In einem funktionierenden Gasnetz nach Qualitätsharmonisierung ist Gas gleich Gas. Ähnliches gilt für Wasser. Es gilt im Übrigen auch für den Zahlungsverkehr, denn Geld ist gleich Geld. Demgegenüber ist für den Empfänger Information nicht gleich Information. Wir sprechen ja vom Informationsaustausch. Wenn zwei Personen, A und B sich gegenseitig informieren, dann ist der Fluss der Informationen eben nicht einfach der Saldo, sondern die Summe. Ihrer Natur nach sind verschiedene Komponenten eines Informationsflusses heterogen.

Dem Homogenitätsvorteil der Nettonetze entspricht aber ein Nachteil. Man kann nicht mehr, wie in erster Approximation bei Bruttonetzen, die Transportkosten ei-

ner bestimmten Transportdienstleistung separat und weitgehend unabhängig von den übrigen Transportleistungen des Systems bestimmen. Selbst das Vorzeichen der Transportkosten einer bestimmten Transportdienstleistung ist bei Nettonetzen nicht von vornherein gegeben.

Wir können bei Nettonetzen auch vom Abtauschprinzip sprechen. Stellen wir uns eine Verbindung zwischen zwei Punkten A und B vor. Es werden von A nach B 100 Einheiten des homogenen Gutes (z. B. Strom) geliefert und es werden von B nach A 80 Einheiten geliefert. Die erforderliche Transportleistung zwischen A und B besteht damit aus 20 Einheiten. Handelte es sich um ein Bruttonetz, so wäre die erforderliche Transportleistung die Summe aus 100 und 80, also 180. Was in Nettonetzen tatsächlich passiert, ist, dass der Bedarf von B nach dem Gut durch Produktion an der Stelle B gedeckt wird. Der Lieferant von A beliefert den Kunden von B, indem er sein eigenes Produkt, das sich in A befindet, abtauscht gegen das Produkt eines anderen Herstellers, der sich in B befindet. Durch diesen Abtausch, der bei homogenen Gütern immer möglich ist, wird das Transporterfordernis massiv vermindert.

E. Implikationen für den geografischen Markt am Beispiel Gas

Die Tatsache, dass es sich bei Strom und bei Gas um Nettonetze handelt, hat fundamentale Implikationen für den Wettbewerb von Herstellern, die ihre Kunden über ein solches Netz erreichen. Im Kartellrecht und in der Wettbewerbspolitik spricht man vom relevanten geografischen Markt. Darunter versteht man das geografische Gebiet, innerhalb dessen die Produzenten zueinander im Wettbewerb stehen. Gerade weil es auch um die Thematik der europäischen Integration geht, ist die Frage nach dem relevanten geografischen Markt von besonderer Bedeutung. Sie ist aber über das Kartellrecht hinaus von erheblicher strategischer Bedeutung für die Positionierung der einzelnen Unternehmen im Wettbewerb.

Um das Verständnis für den geografischen Markt zu steigern, beginne ich mit einem hypothetischen Referenzszenario, mit dem man dann die reale Situation vergleichen kann. In diesem Referenzszenario haben wir es zu tun mit einem Transportsystem für Erdgas, in dem die Anbieter diejenigen Transportkosten zu tragen haben, die den Systemtransportkosten ihres Angebots bei optimiertem System entsprechen.

Nehmen wir zum Beispiel die Frage, die zuerst für dieses Referenzsystem zu beantworten ist: Stehen Nordseegas, Russlandgas, Algeriengas in Europa im Wettbewerb? Für jedes dieser Gasfördergebiete können wir bei optimierter Verteilung des Gases über die Fläche ein Liefergebiet feststellen. Das Liefergebiet der Nordsee wird vor allem im Norden und Westen Europas anzutreffen sein, das Liefer-

gebiet des Russengases wird vor allem im östlichen Teil, das Liefergebiet des algerischen Gases vor allem in Südeuropa liegen.

An der Grenze der Liefergebiete zweier Fördergebiete sind die beiden Fördergebiete gleich konkurrenzfähig. Dies gilt jedenfalls dann, wenn diese Grenzen der Liefergebiete nicht durch Engpässe im Transportsystem verursacht sind.

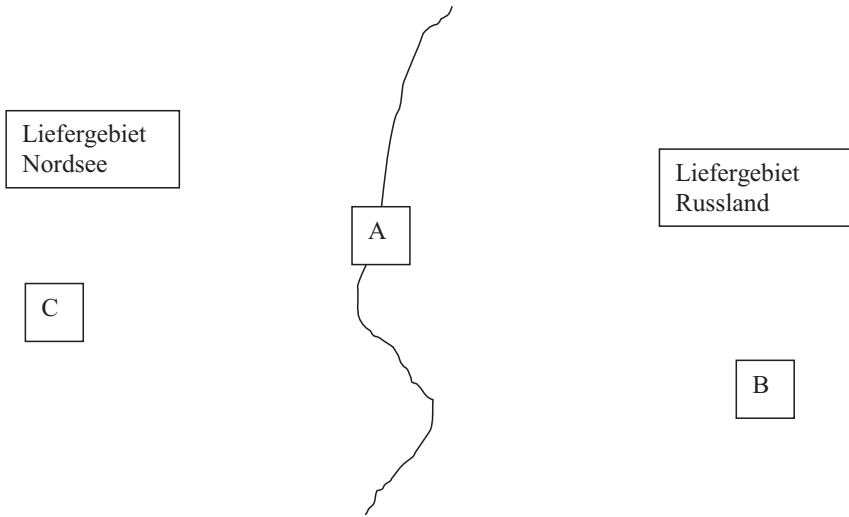


Abb. 1: Hypothetisches Beispiel

Betrachten wir nun auf der Grafik einerseits den Punkt A, der auf der Grenze des Liefergebiets der Nordsee und des Liefergebiets Russlands liegt. Dies mag ein Punkt etwa in der Mitte Deutschlands sein. Wir betrachten nunmehr einen Punkt B, zum Beispiel südöstlich von Punkt A, meinetwegen ein Entnahmepunkt in Österreich. Dieser liegt dann mitten im Liefergebiet des Fördergebiets Russland.

Liefert nun „Nordsee“ eine zusätzliche Menge an Entnahmepunkt B, dann geschieht folgendes:

1. Es steigt die Nordseeproduktion.
2. Es gibt entsprechend mehr Entnahme von Nordseegas bei einem Punkt A auf der Grenze der Liefergebiete zwischen Fördergebiet Nordsee und Fördergebiet Russland.
3. Es gibt entsprechend weniger Entnahme von Russengas an diesem Punkt A.
4. Es gibt eine zusätzliche Entnahme von Russengas am Punkt B.

Vergleicht man nun die „Produktions- und Transportkosten“ des Liefergebiets Nordsee am Entnahmepunkt B mit den „Produktions- und Transportkosten“ des Liefergebiets Russland am Punkt B, dann stellt man fest, dass diese gleich groß sind. Würde das zusätzliche Gas von Russland geliefert, dann entstehen die russischen Förderkosten plus Transportkosten in Höhe des zusätzlichen Transports vom russischen Fördergebiet zum Punkt B. Liefert nun Nordsee, dann entstehen Förder- und Transportkosten in Höhe der zusätzlichen Lieferung von der Nordsee zu Punkt A. Diese aber werden kompensiert durch die geringeren Transporte zu Punkt A von dem russischen Fördergebiet. Da voraussetzungsgemäß am Grenzpunkt A zwischen den beiden Liefergebieten die beiden Liefergebiete gegeneinander konkurrenzfähig sind, kann der Austausch am Punkt A zwischen Nordseegas und Russengas die Gesamtkosten des Systems nicht tangieren. Damit sind die zusätzlichen Kosten, die dem System insgesamt entstehen, einfach gegeben durch die Lieferung von zusätzlichem Russengas zum Punkt B, genau, wie wenn der Lieferant das russische Fördergebiet selbst gewesen wäre. Somit also sind die zusätzlichen Kosten der Bereitstellung von Gas am Entnahmepunkt B unabhängig davon, ob dieses Gas aus dem Nordseefördergebiet oder aus dem russischen Fördergebiet kommt. Insofern ist wegen des Abtauschprinzips im Nettonetz für Gas Nordseegas in ganz Europa, also auch dort wettbewerbsfähig, wo wir uns mitten im Liefergebiet für Russengas befinden.

Spiegelbildlich dasselbe würde gelten für einen Entnahmepunkt C, der mitten im Liefergebiet des Förderbereichs Nordsee irgendwo in Westeuropa liegt. Auch hier wäre Russengas mit Nordseegas wettbewerbsfähig.

Die Schlussfolgerung ist, dass in diesem Referenzszenario der relevante geographische Markt aus ganz Europa besteht.

Will man nun von diesem Referenzszenario zur realen Welt übergehen, dann muss man eine Reihe von Fragen beantworten:

1. Sind die Liefergebiete der einzelnen Fördergebiete durch physische Transportengpässe getrennt? Für diesen Fall würde die Analyse der Wettbewerbsgleichheit an der Grenze der Liefergebiete nicht gelten. Faktisch ist es so, dass das Gastransportnetz in Europa, insbesondere in Mitteleuropa so gut ausgebaut ist, dass es solche Abgrenzungen durch Transportengpässe nicht gibt. Sowohl in Deutschland als auch zum Beispiel in Italien sind die Grenzen zwischen dem Liefergebiet Russland und dem Liefergebiet Nordsee nicht durch Engpässe bestimmt.
2. Gibt es Netzzugangsprobleme oder überhöhte Gebühren für den Transport? Gibt es also institutionell bedingte Engpässe, die insofern als Wettbewerbsschranken auftreten können? Diese Frage muss je nach Situation unterschiedlich beantwortet werden. Durch das neue österreichische Gesetz in der Gaswirtschaft ist zumindest in Österreich eine Situation hergestellt, die eine negative Antwort auf diese zweite Frage erlaubt, so dass hier solche Wettbewerbshemmnisse nicht zu erwarten sind. In Deutschland ist die Lage etwas komplizierter. Man streitet sich

zurzeit heftig darüber, ob das dortige Regime der Durchleitung bei Gas auf der Basis der neuesten „Verbändevereinbarung Gas“ alle relevanten Hemmnisse aus dem Wege geräumt hat oder nicht.

Es sei an dieser Stelle bemerkt, dass große Gasunternehmen, wie etwa Ruhrgas oder Gaz de France oder SNAM/ENI von den verschiedensten Fördergebieten einkaufen. Sie haben ihr Transportsystem intern ähnlich optimiert wie im Referenzfall vorgestellt. Und insofern schweißen sie die Fördergebiete in einen unternehmensinternen relevanten geografischen Markt „Europa“ zusammen. Überall dort, wo die Durchleitung zufriedenstellend geregelt ist, also zum Beispiel in Österreich, kann man deswegen von einem relevanten geografischen Markt Europa ausgehen.

F. Der Strommarkt in Europa

Analoge Überlegungen wie sie für den Gasmarkt eben angestellt worden sind, können auch für den Strommarkt angestellt werden. Die Stromnetze sind nur anders gewachsen als die Ferntransportnetze für Gas. Der große Aufschwung des Erdgases in den letzten drei bis vier Jahrzehnten hat es zur Selbstverständlichkeit gemacht, dass Gas ein überwiegend international gehandeltes Gut ist. Die Netze sind also von vornherein darauf eingerichtet, dass über große Distanzen transportiert wird. Demgegenüber stand vor der Ära der Liberalisierung beim Strom der Gedanke der nationalen quantitativen Ausgeglichenheit der grenzüberschreitenden Stromlieferungen im Vordergrund. Man hat zwar ein europäisches Verbundsystem aufgebaut, aber jedes einzelne Land hat unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit sehr lange darauf geachtet, dass das Volumen der Stromerzeugung und das Volumen des Stromverbrauchs im eigenen Land sich ungefähr entsprachen. Damit musste das internationale Stromnetz primär nur der Absicherung gegen das Ausfallen einzelner Kraftwerke und der Ausnutzung der Kooperationsvorteile zwischen dem Wasserkraftstrom in den Alpengebieten und dem Kohlebasierten Strom im Flachland dienen. Traditionell war damit die Transportkapazität der Kuppelleitungen zwischen den nationalen Netzen relativ eng begrenzt im Vergleich zum Produktions- und Transportvolumen innerhalb eines nationalen Gebiets. Erst im Verlauf der letzten Jahrzehnte hat sich insbesondere durch die divergente Entwicklung der Kernenergie einerseits in Frankreich, andererseits vor allem in Italien ein dauerhafter nationaler Leistungsbilanzsaldo bei Strom eingestellt.

Insofern lag es bis vor kurzem nahe, nationale Grenzen und die begrenzten Kapazitäten der Kuppelleitungen als Engpässe anzusehen, die es verhindern, dass analog den vorhin angestellten Überlegungen beim Gas von einem europäischen Strommarkt gesprochen werden kann.

Allerdings muss diese nationale Abgrenzung von Strommärkten heute ernsthaft in Frage gestellt werden. Nicht zuletzt durch die Liberalisierung selbst ergibt sich

ein Umstrukturierungsprozess bei den Unternehmen der Stromwirtschaft, der im Grunde eine Beseitigung der Engpässe bei den Kuppelleitungen impliziert. Lassen Sie mich das am Beispiel Frankreich und Deutschland erläutern. Wenn heute auf Grund ihrer Akquisitionspolitik die EDF die Kontrolle über einen gewichtigen Stromanbieter (EnBW) auf dem deutschen Markt ausübt, und wenn es sich nicht ganz zufällig so ergibt, dass die traditionellen Liefergebiete von EDF und EnBW geografisch am Oberrhein aneinandergrenzen, dann können Kuppelleitungen zwischen Frankreich und Deutschland eigentlich kein Engpassfaktor mehr sein. Jedenfalls besteht die Möglichkeit, dass EDF die Kapazität dieser Kuppelleitungen zwischen dem eigenen Liefergebiet und dem von EnBW den Bedürfnissen ihrer Strategie in Deutschland anpasst. Insofern kann man davon ausgehen, dass beliebiger Strom von Frankreich nach Deutschland geliefert werden kann, sofern man nicht nur von ganz kurzfristigen Reaktionsperioden, sondern von mittelfristigen ausgeht, innerhalb derer der Kapazitätsausbau bei den Kuppelleitungen durch Investitionen erfolgen kann. Die Logik dieses Arguments legt nahe, dass – jedenfalls für die Fragestellung des Wettbewerbs – für Stromlieferungen in Deutschland Frankreich in den relevanten geografischen Markt mit einbezogen werden müsste. Dies kommt im Übrigen bei einem Vergleich der Strombörsenpreise in Deutschland und Frankreich auch so heraus.

G. Ein homogener Strommarkt

Auf Grund der Standardisierungserfordernisse und des Netzmanagements kann Strom von seiner physischen Beschaffenheit her als homogenes Gut angesehen werden. Wir können also für einen Wettbewerbsmarkt mit einem homogenen Produkt das Modell der Perfect Competition, der vollständigen Konkurrenz anwenden. Dies gilt allerdings dann nicht mehr, wenn sich Oligopolisierungstendenzen bemerkbar machen, oder wenn von vornherein eine oligopolistische Struktur existiert.

Unterstellen wir einmal als Referenzszenario einen nicht oligopolisierten homogenen Strommarkt. Spielt hier der Wettbewerb, so sinkt der Preis bekanntlich auf die Grenzkosten. Das führt dazu, dass Überkapazitäten abgebaut werden. Langfristig wird man also davon ausgehen, dass unter solchen Wettbewerbsbedingungen die Versorgungslage immer eher angespannt ist. Es gibt nun für die Spitzenbedarfszeiten keine erheblichen Reservekapazitäten. Das führt seinerseits zu einer hohen Volatilität der Preise. Nicht nur werden regelmäßig die Off-Peak-Preise und die Peak-Preise stark gespreizt sein. Darüber hinaus werden Zufallsabweichungen – und seien sie auch quantitativ nur relativ gering – einen massiven Einfluss auf die Preisbildung haben. Die hohe Volatilität, die dann immer wieder zum Ärger der Verbraucher auch zu Zeiten mit sehr hohen Preisen führt, ist aber andererseits der Anreiz zum Aufbau von Produktionskapazitäten, die sich ohne gelegentliche Hochpreisphasen nicht lohnen würden.

Als Fazit ist festzuhalten, dass wegen der mangelnden Lagerbarkeit des Stroms die hohe Volatilität des Strompreises bei funktionierendem Wettbewerb sozusagen ein Gleichgewichtsphänomen ist, nicht etwa eine Übergangserscheinung.

Darüber hinaus muss aber auch berücksichtigt werden, dass die Tendenz zum Abbau von Reservekapazitäten das Phänomen der „Marktmacht“ fördert. Diesen Zusammenhang sollte man sich klar machen. Die Liberalisierung des Strommarkts zum Beispiel in Deutschland im Jahr 1998 geschah unter Bedingungen, in denen es ohne Zweifel hohe Reserveproduktionskapazitäten gab. In dieser Situation war es selbst für einen großen Anbieter nicht möglich, mehr zu verdienen, indem er seine eigenen Produktionskapazitäten dem Markt partiell nicht zur Verfügung stellte. Denn an deren Stelle traten dann einfach Produktionskapazitäten von Konkurrenten. In einer Situation nur geringer Reservekapazitäten, also in einer Situation ohne Überkapazitäten, wie man sie längerfristig gerade auch unter Wettbewerbsbedingungen erwartet, sieht die Situation anders aus. Dort kann schon ein Anbieter mit einem Marktanteil etwa von einem Drittel durch bewusste Zurückhaltung von Kapazitäten Preissteigerungen erreichen, die es ihm ermöglichen, mit dem dann noch verkauften Strom mehr zu verdienen, als wenn er Kapazitäten nicht zurückhielte.

Allerdings muss der Marktsoziologe realistischerweise hinzufügen, dass diese Art der Ausnutzung von „Marktmacht“ durch bewusste Zurückhaltung von Kapazitäten als Dauerphänomen nicht sehr plausibel ist – selbst wenn die Marktstruktur dies erlauben würde. Denn die Hauptnutzníeßer der Zurückhaltungspolitik eines großen Anbieters sind seine kleineren Konkurrenten. Sie profitieren genauso von dem durch die Zurückhaltung hoch getriebenen Preis wie der große Anbieter selbst. Sie profitieren sogar noch mehr. Denn sie tragen nicht das Opfer der Kapazitätszurückhaltung. Das Top-Management eines Unternehmens wird aber in der Regel gemessen an der relativen Performance des Eigenunternehmens im Vergleich zur gesamten Branche. Wenn das Top-Management des großen Anbieters zu entscheiden hat, ob man etwas mehr im Sinne der Aktionäre verdient, indem man Kapazitäten zurückhält oder nicht, so wird das Faktum, dass man dadurch in der Rentabilität hinter den Konkurrenten stärker zurückbleibt, als wenn man auf die Kapazitätszurückhaltung verzichtet, ein gewichtiger Grund sein, um eine solche Zurückhaltungspolitik nicht zu wählen.

H. Die Ereignisse in Kalifornien

Im vorangegangenen Abschnitt ist quasi die theoretische Basis gelegt worden zur Analyse der kalifornischen Stromkrise im Jahre 2000.

Im Sommer 2000 litt Kalifornien, also eine Weltgegend mit einer Spitzenstellung in der Weltwirtschaft, an Lieferengpässen beim Strom. Oberflächliche Betrachter haben dies der Liberalisierung des kalifornischen Strommarkts zugeschrieben. Es wurde vielerorts behauptet, dass dies der Beweis sei, dass eben liberalisier-

te Strommärkte nicht funktionieren. Eine solche oberflächliche Diagnose wäre allerdings irreführend.

Im Sommer des Jahres 2000 bestand in Kalifornien eine klimatisch und konjunkturell bedingt übernormal hohe Nachfrage. Bekanntlich besteht die Nachfragespitze beim Strom in den USA, und so auch in Kalifornien, im Sommer und nicht wie bei uns im Winter. Bei funktionierendem Wettbewerb hätte diese sehr hohe Nachfrage dazu geführt, dass die Preise, die die Kunden zu bezahlen hatten, stark in die Höhe geschossen wären. Nun hatte aber die kalifornische Gesetzgebung nur den Großhandelsmarkt für Strom liberalisiert, nicht aber den Endverbrauchermarkt. Hier existierten staatlich festgelegte Preiskontrollen, so dass der Anreiz zum Stromsparen bei den Stromverbrauchern auf Grund hoher Preise nicht existierte. Die Nachfrage seitens der Endverbraucher war also höher als sie es bei funktionierendem Preismechanismus gewesen wäre. Das aber führte zu einem höheren Großhandelspreis, als es gewesen wäre, wenn die Retail-Preise mit angestiegen wären. Zugleich führte das natürlich zu Insolvenzen bei den Anbietern von Strom im Retail-Markt, die sich nun auf dem Großhandelsmarkt mit sehr hohen Preisen eindecken musste, die sie an ihre Kunden nicht weitergeben konnten.

Ob die Krise hätte abgewendet werden können, wenn es die Preiskontrollen im Retail-Markt nicht gegeben hätte, ist allerdings nicht endgültig zu beantworten. Denn eine genaue Analyse von ökonomischen Experten dessen, was geschehen ist, führt zu dem Resultat, dass es auch marktmachtbedingte Angebotszurückhaltung der Produzenten gegeben hat. Denn natürlich gibt es auch im Westen der USA sehr große Stromproduzenten. Und Kalifornien ist angesichts seines Bevölkerungsreichtums und seines hohen wirtschaftlichen Entwicklungsstands dort der weitaus größte Markt. So konnte sich Angebotszurückhaltung möglicherweise lohnen. Es ist also nicht ausgemacht, dass selbst bei Abwesenheit von Preiskontrollen die Endverbraucher einfach nur die einem Konkurrenzmarkt entsprechenden Preise gezahlt hätten.

Wenn auch bezüglich dieses Beurteilungspunkts eine gewisse Unsicherheit verbleibt, so ist eines sicher richtig: Die Krise mitsamt den Lieferengpässen ist verschlimmert worden dadurch, dass es kein freies Preisspiel auf dem Retail-Markt gegeben hat.

I. Ein Modell des europäischen Strommarktes

Im Anschluss an die Analysen, die ich in den vorangehenden beiden Abschnitten präsentiert habe, referiere ich kurz über einige Studien, die wir am Energiewirtschaftlichen Institut bezüglich der Preisbildung auf dem liberalisierten deutschen Strommarkt angestellt haben.

Im Verlauf der letzten Jahre haben wir am Energiewirtschaftlichen Institut das EUDIS-Modell entwickelt, das den kontinentaleuropäischen Strommarkt in relativ

großer Detailliertheit abbildet. Es ist uns mit Hilfe dieses Modells möglich, eine hypothetische Angebotskurve für die Bereitstellung von Strom auf der Großhandelsebene zu konstruieren und damit in Abhängigkeit der Nachfrage vorauszusagen, welches der Konkurrenzpreis wäre. Mit andern Worten: wir haben eine Grenzkostenkurve für die Stromerzeugung auf dem kontinentaleuropäischen Markt entwickelt. Auf Grund anderer Studien wissen wir relativ gut, dass diese Grenzkostenkurve im Großen und Ganzen realistisch ist. (Es verdient Erwähnung, dass der Aufbau eines solchen Modells eine enorme Arbeit bedeutete. Viel an Fleiß und Gedankenreichtum ist in den Aufbau dieses Modells seitens der Mitarbeiter des Energiewirtschaftlichen Instituts eingeflossen).

Nun gibt es seit einiger Zeit in Leipzig eine Strombörse, auf der ein Großhandelspreis für Strom börsenähnlich bestimmt wird. Es lag natürlich nahe, diesen Leipziger Strompreis mit dem hypothetischen Preis, der sich aus unserem Modell ergibt, zu vergleichen, um damit die Frage zu beantworten: Funktioniert der deutsche Strommarkt nach den Regeln des Wettbewerbs, oder tut er das nicht? Für die Monate Januar bis Oktober ergibt sich eine weitgehende Übereinstimmung der beiden Preisserien. Das spricht dafür, dass damals in Deutschland Wettbewerbspreise geherrscht haben. Im November und im Dezember kam es an Wochentagen zu Preissprüngen des Börsenpreises, die von unserem, den Wettbewerb simulierenden Modell nicht nachvollzogen wurden.

Diese Diskrepanz zwischen dem tatsächlichen Preis und dem hypothetischen Preis unseres Modells ist zwar kein Beweis eines Abweichens der Preise vom Wettbewerbspreis. Es kann durchaus sein, dass unser Modell in Zeiten sehr hoher Nachfrage gewisse Engpassfaktoren nicht korrekt abbildet und deswegen für diese Phasen den Wettbewerbspreis stark unterschätzt. Die alternative Erklärung der starken Abweichung ist aber, dass hier Faktoren eine Rolle gespielt haben, die nicht kompatibel sind mit einem voll funktionierendem Wettbewerbssystem. Es liegt nahe, analog den ex-post-Untersuchungen, die man bei der kalifornischen Krise angestellt hat, eine weitere Untersuchung durchzuführen, um diese Diskrepanzen zu erklären.

Jedenfalls glauben wir, mit dem EUDIS-Modell einen Referenzpreis konstruieren zu können, der im Großen und Ganzen den hypothetischen Wettbewerbspreis widerspiegelt, so dass Abweichungen von den EUDIS-Preisen Indikatoren für Funktionsmängel des Wettbewerbs darstellen.

J. Reorganisation der Branchen

Als Folge der Einführung des Wettbewerbs, als Folge der Liberalisierung kommt es zu typischen Reorganisationen. Dies kennt man aus der Wirtschaftsgeschichte aus vielen anderen Branchen ebenfalls. Die Einführung des Kartellverbots etwa

führte sowohl in den USA im frühen 20. Jahrhundert als auch in Deutschland in den 60er Jahren zu Konzentrations- und Umstrukturierungsprozessen.

Entsprechendes war in den letzten Jahren auch auf den Märkten für Strom und Gas zu beobachten. Die in diesen Märkten traditionell tätigen Unternehmen machten einen radikalen Strategiewechsel durch. Während vorher die Diversifikation gerade auch in Aktivitäten anderer Branchen hoch im Kurs war, führte die Einführung des Wettbewerbs zur Konzentration auf die Kernkompetenzen. Zahlreiche branchenfremde Aktivitäten wurden abgestoßen, gleichzeitig bemühten sich die Unternehmen, auf dem Wege der horizontalen und vertikalen Fusion ihre Kräfte zu bündeln. Es bestand sehr stark die Tendenz – gerade bei den großen Unternehmen, die ja alle traditionell auf nationale Märkte beschränkt waren – sich in den Kernkompetenzen geografisch auszudehnen, d. h. „mit dem Markt mitzuwachsen“. Der sich ausdehnende relevante geografische Markt führte zu einer geografischen Expansion der großen Player.

Insbesondere bei horizontalen Fusionen gerieten die Unternehmen häufig an die Grenzen des Kartellrechts. Die Fusionskontrolle der Wettbewerbsbehörden haben eine Reihe von Fusionen unmöglich gemacht. Zum Teil gab es explizite Untersagungen; zum Teil gab es von den Kartellbehörden angeordnete Verkäufe von Unternehmensteilen; und manch eine Fusion wurde zwar angedacht, aber dann gar nicht durchgeführt, weil man damit rechnen musste, dass sie die Fusionskontrolle nicht passieren würde.

Entsprechendes gilt für die Strategie der Absatzsicherung durch vertikale Fusionen. Die aus der Vergangenheit mit nur geringem Wettbewerb ausgestattete Struktur sah ganz regelmäßig eine vertikale Aufspaltung der Wertschöpfungskette bei Strom und Gas als Normalfall an. Dies hing nicht zuletzt damit zusammen, dass in vielen Ländern die kommunale Komponente in der Energieversorgung eine große Rolle spielte. Unter den Bedingungen des Wettbewerbs mussten sich insbesondere in Ländern wie Deutschland, zum Teil in auch der Schweiz und in Österreich kommunale Unternehmen die Frage stellen, ob sie eigentlich groß genug seien, um überleben zu können. Es lag nahe, dass man hier Anlehnung an größere Strom- und Gasversorgungsunternehmen suchte. Diese ihrerseits waren sehr darauf aus, durch Erwerb von Beteiligungen an Unternehmen, die über eine traditionelle Endverbraucherkundenschaft verfügten, etwas für die Sicherung des Absatzes ihrer Produkte zu tun. Die Frage, ob dieser Trend zur vertikalen Fusion volkswirtschaftlich sinnvoll ist oder nicht, wird unter Wettbewerbspolitikern kontrovers diskutiert. Die vertikale Strukturierung einer Wertschöpfungskette ist ja nicht naturgegeben oder gottgegeben. Veränderte Absatztechnologien (Informationstechnik), veränderte Produktionstechniken können dazu führen, dass die vertikale Gliederung sich unter dem Druck des Wettbewerbs ebenfalls verändert. Man denke nur an ein Beispiel aus einer anderen Branche: im Handel ist vielfach die Großhandelsstufe als eigenständige Stufe weggefallen, indem insbesondere die großen Einzelhandelsketten Logistiksysteme aufgebaut haben, die die Großhandelsfunktionen mit übernehmen

können. So gibt es eine Reihe von Gründen, die für diese vertikalen Fusionen nicht nur aus betriebswirtschaftlicher, sondern auch aus volkswirtschaftlicher Sicht sprechen. Dem wird von der traditionellen Wettbewerbspolitik entgegengehalten, dass es sich bei diesen vertikalen Fusionen vor allem um die Sicherung von Märkten handle, d. h. um den Versuch der Ausschaltung des Wettbewerbs. Dies sei im Sinne des Wettbewerbsschutzes zu verdammen und deshalb seien diese vertikalen Fusionen von der Fusionskontrolle zu untersagen.

Diese Debatte ist keineswegs beendet.

K. Fazit der bisherigen Entwicklung

Es gibt (teilweise intensiven) Wettbewerb. Dennoch kann kaum bestritten werden, dass noch nicht alle Wettbewerbspotentiale ausgeschöpft sind. Schon die Erwartung eines intensiveren Wettbewerbs hat bei den meisten Unternehmen einen starken Rationalisierungsschub ausgelöst. Die Arbeitsproduktivität ist massiv gestiegen. Entsprechend sind die Preise ganz überwiegend gesunken. Die Konzentration auf „Kernkompetenzen“ ist Teil dieses Rationalisierungsprozesses.

Das Innovationspotential sowohl auf technischem Gebiet als auch auf institutionellem Gebiet hat sich durch die Liberalisierung stark vermehrt.

Als Folge des intensivierten Wettbewerbs ist es zu Konzentrationstendenzen gekommen. Diese können also nicht ins Feld geführt werden für die Behauptung, Wettbewerb finde nicht statt.

Die Konzentrationsentwicklung wird zwar durch die Kartellbehörden gebremst, es ist aber insbesondere in den Fällen, in denen ein mörderischer Wettbewerb das Überleben kleinerer Unternehmen schwierig macht, nicht auszuschließen, dass neue Phänomene der Marktmacht – gerade auf Märkten mit homogenen Produkten – zu beobachten sind.

Andererseits geht die Konzentrationsentwicklung mit einem Wachstum der geografischen Ausdehnung der Märkte einher, sodass hier auch wieder Elemente einer weiteren Intensivierung des Wettbewerbs zu beobachten sind. Die Kartellbehörden tun sich angesichts dieses raschen Strukturwandels bei der Fusionskontrolle nicht leicht. Eine zuweilen zu statische Sicht der Dinge kann dazu führen, dass die Wettbewerbsbehörden zu einem Instrument der Rettung des Status Quo werden, was sicher nicht ihre ureigentliche Funktion ist.

Sollte es auf diesen Märkten mit homogenen Gütern bei intensivem Wettbewerb bleiben, so werden wir uns an eine hohe Preisvolatilität gewöhnen müssen.

RWE in liberalisierten Märkten – Erfahrungsbericht und unternehmerische Perspektiven

Von Dietmar Kuhnt, Essen

Wie der gesamte Standort Deutschland steht auch die deutsche Energiewirtschaft in einem zunehmend härteren internationalen Wettbewerb. Die früheren nationalen Strom- und Gasmärkte in der Europäischen Union wuchsen zunehmend zusammen. Nach dem jüngsten, zweiten Benchmarking-Bericht der Europäischen Kommission über die Vollendung des Strom- und Erdgasbinnenmarktes sind heute etwa 70% des Strom- und 80% des Gasmarktes für den Wettbewerb geöffnet. Dieser Prozess wird sich durch das am 25. 11. 2002 vom EU-Ministerrat verabschiedete Maßnahmenpaket zur weiteren Liberalisierung noch beschleunigen.

A. Wettbewerb in Deutschland

I. Strommarkt

Entgegen mancher anders lautender Nachricht ist der grenzüberschreitende Wettbewerb vor allem in Deutschland intensiv spürbar. Allein im deutschen Strommarkt haben sich seit dem Beginn der Liberalisierung im Jahr 1998 rund 200 neue, vielfach ausländische Marktteilnehmer positioniert. Knapp 7 Millionen Stromkunden werden heute von Unternehmen versorgt, bei denen ausländische Anteilseigner direkt oder indirekt maßgeblichen Einfluss ausüben. Dies entspricht bei insgesamt 44 Mio. Haushalten einem Marktanteil von 16%. Auch an der deutschen Strombörse sind die Zeichen des internationalen Wettbewerbs deutlich erkennbar: Gut ein Drittel der dort verzeichneten rund 120 Akteure kommen aus dem Ausland.

Dieser Wettbewerb auf der Ebene des Wholesale-Marktes wirkt sich auch in den nachgelagerten Wertschöpfungsstufen aus. Sowohl die Belieferungen von Weiterverteilern als auch die von Industriekunden sind äußerst hart umkämpft. Dies wird nicht nur durch die Angebote verschiedener Lieferanten an diese Kunden belegt, sondern vor allem durch die entsprechenden Neuabschlüsse von Verträgen wie auch durch die Wechselraten. Fast alle Großkunden haben mittlerweile entweder den Stromanbieter gewechselt oder neue Verträge mit dem bisherigen Versorger abgeschlossen und dabei Preisabschläge von bis zu 50% und darüber ausgehandelt.

Immerhin 10–20% der Gewerbe- und Haushaltskunden haben den gleichen Weg beschritten. Damit haben – so der Benchmarking-Bericht der Europäischen Kommission – von allen 15 EU-Staaten allein Großbritannien und Schweden höhere Wechselraten als Deutschland vorzuweisen.

Dem entspricht es, dass in Deutschland die stärkste Senkung der Industrie- und Haushaltskundenpreise seit Beginn der Liberalisierung innerhalb der EU zu verzeichnen ist. Industrie-, Gewerbe- wie auch Haushaltskunden haben den Wettbewerb erfolgreich dazu genutzt, ihre Stromrechnungen zu senken. Der Wettbewerb in der Stromwirtschaft hätte zu einer Kostenentlastung für die Volkswirtschaft von mehr als 7,5 Mrd. € pro Jahr geführt, wenn sie nicht durch zusätzliche Abgaben wie durch Ökosteuern, KWK und EEG überkompensiert würde.

Bereits in dem ersten Benchmarking-Bericht der EU-Kommission war zutreffend festgestellt worden, dass der Stromerzeugungsmarkt in Deutschland offen ist und gute Voraussetzungen für einen intensiven Wettbewerb bietet. Bestätigt wird diese Bewertung durch die vielfältigen Markteintritte auch ausländischer Unternehmen. Ein weiterer Wettbewerbsindikator ist die große Zahl von Nachfragern sowohl im Industriekundensegment als auch im Bereich der Belieferung von kommunalen Weiterverteilern, die ihre Nachfragemacht auch in Einkaufsgemeinschaften bündeln.

Zudem findet auch ein reger Wettbewerb zwischen verschiedenen Energieunternehmen um Beteiligungserwerbe statt. Bewerber sind hierbei nicht nur deutsche Unternehmen, sondern nach wie vor ausländische Gesellschaften wie z. B. Vattenfall, Essent. Wie das Europäische Gericht erster Instanz in der Airtours-Entscheidung aus dem Jahr 2002 zutreffend festgestellt hat, sind diese Bieterverfahren ein Beleg für Wettbewerb zwischen den jeweiligen Marktteilnehmern.

In den letzten vier Jahren hat es in Deutschland über 30 größere Fusionen mit mehr als 80 beteiligten Energieunternehmen gegeben. Weitere Zusammenschlüsse auf regionaler und kommunaler Ebene sind geplant. Gleichwohl ist die pluralistische Vielfalt in der deutschen Strom- und Gaswirtschaft erhalten geblieben. So sind nach Angaben des VDEW heute fast 1.200 in- und ausländische Unternehmen im deutschen Strommarkt aktiv. Von einer Sicherung von Marktanteilen – wie sie in Fusionskontrollverfahren vom Bundeskartellamt z. T. angeordnet wird – kann in diesem Wettbewerbsumfeld keine Rede sein.

II. Gasmarkt

Im Jahr 2002 stand weniger der Strommarkt, sondern vielmehr der Gasmarkt durch die Fusion E.ON/Ruhrgas im Mittelpunkt des wettbewerbspolitischen Interesses. Auf Grund der Rücknahmen der Beschwerden erfolgte die Freigabe des Zusammenschlusses unter den Auflagen der Ministererlaubnis in der Fassung vom 18. September 2002. Dieser Zusammenschluss wird nachhaltige Auswirkungen so-

wohl auf den Gasmarkt als auch auf den Strommarkt haben. Bei Ruhrgas handelt es sich um den dominierenden Akteur auf der Ebene der Gasimporteure mit einem Marktanteil von ca. 58%. Die anderen Importeure folgen danach mit weiten Abständen. Dazu zählt auch die Thyssengas GmbH, an der RWE zu 75% beteiligt ist. Auf Ruhrgas entfällt aber nicht nur ein hoher Anteil an Importvolumen. Zusätzlich ist Ruhrgas häufig Führer der jeweiligen Einkaufskonsortien. Dadurch verfügt Ruhrgas über erhebliche Informationsvorsprünge über die Marktbedingungen und auch über interne Informationen der jeweiligen Konkurrenten. Auch die Gesellschaften des RWE-Konzerns erhalten zu wesentlichen Teilen Gaslieferungen durch den Wettbewerber E.ON/Ruhrgas. Zielsetzung von RWE wird die Verbesserung der bereits erreichten Position im deutschen Gasmarkt sein.

Durch die Fusion E.ON/Ruhrgas ergeben sich jedoch nicht nur Auswirkungen für den Wettbewerb im Gasmarkt, sondern auch für den Strommarkt. In den nächsten Jahren wird voraussichtlich der Einsatz von gasbetriebenen Kraftwerken vermehrt zu beobachten sein. Diese Veränderungen sind sowohl auf den Abbau von konventionellen Anlagen als auch auf die politischen Vorgaben zur Stilllegung von Kernkraftwerken zurückzuführen. Als Folge der beschriebenen Marktstellung verfügt E.ON/Ruhrgas über Kenntnisse hinsichtlich der Grenzkosten von Gaskraftwerken im Strommarkt. Dadurch besitzt E.ON/Ruhrgas vielfältige Möglichkeiten, ihre Marktstellung zu Lasten von Wettbewerbern sicherzustellen. Die Aufgabe der anderen Unternehmen der Energiewirtschaft und damit auch von RWE ist es daher, dieser Bedrohung durch eine Verbesserung der Gas-Importmöglichkeiten zu begegnen. Hierbei bleibt abzuwarten, wie sich die Beteiligung von Eni und EnBW an GVS auswirken wird.

III. Entwicklung der Fusionskontrolle in Deutschland

Im Zusammenhang mit diesen Gedanken zur Fusionskontrolle möchte ich noch auf eine Besonderheit des deutschen Kartellrechts eingehen, die häufig Gegenstand wettbewerbllicher Diskussionen ist. Es handelt sich hierbei um den Zusammenschlusstatbestand des wettbewerbllich erheblichen Einflusses in § 37 Abs. 1 Nr. 4 GWB. In der Begründung zur 6. GWB-Novelle hat sich der Gesetzgeber ausdrücklich für die Beibehaltung von Zusammenschlüssen unterhalb des Kontrollierwerbs ausgesprochen, da die Vorgängerbestimmung des § 23 Abs. 2 Nr. 6 GWB alter Fassung im Laufe der Jahre an Konturen gewonnen habe. Darüber hinaus bestehe gerade im Bereich der Medien und der Energieversorgung ein wettbewerbspolitisches Bedürfnis zur Erfassung von Zusammenschlüssen, die wettbewerbllich bedenkliche Umgehungskonstruktionen dargestellt hätten.

Die Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes belegt jedoch, dass mit der Anwendung dieses Tatbestands nach wie vor erhebliche Probleme verbunden sind. So ist das Bundeskartellamt Anfang des Jahres 2002 noch davon ausgegangen, dass – wörtlich – der „Erwerb von 20 % ohne weitere Rechte (z. B. Organpräsenz-

rechte, Sperrrechte, Vorkaufsrechte u. ä.) [...] nach der Verwaltungspraxis des Amtes zu keinem ‚wettbewerblich erheblichen Einfluss‘“ führen. Noch im selben Jahr erklärte das Bundeskartellamt, dass auch Zusammenschlüsse unterhalb einer Beteiligung i. H. v. 20 % dem Zusammenschlusstatbestand der Nr. 4 unterliegen könnten. Das Amt hat nach wie vor nicht konkretisiert, unter welchen Umständen ein solcher Einfluss seiner Ansicht nach gegeben ist. Dies ist mit einem erheblichen Maß an Rechtsunsicherheit verbunden. Darüber hinaus kann in Fällen, in denen eine Beteiligung in einer geringen Höhe ohne Sperr- und Organpräsenzrechte oder sonstige wettbewerblich relevante Vereinbarungen besteht, kein erheblicher Einfluss vermittelt werden.

Diese Entwicklung ist umso stärker zu hinterfragen, als in der Europäischen Union nahezu alle Mitgliedstaaten einschließlich der Beitrittskandidaten entweder einen Kontrollerwerb oder zumindest eine Untergrenze einer Beteiligung i. H. v. 25 % als Aufgreifkriterium für die Fusionskontrolle vorsehen. Es ist nicht nachvollziehbar, aus welchem Grund gerade für die deutschen Wettbewerbsverhältnisse, die im Gegensatz zu anderen EU-Mitgliedstaaten durch eine Vielzahl von Wettbewerbern im Energiesektor gekennzeichnet sind, restriktivere Voraussetzungen gelten sollen als in den anderen Jurisdiktionen.

Im Übrigen steht eine solche Regelung dem Gedanken der Einheit der Rechtsordnung in der Europäischen Union entgegen. Auf europäischer Ebene wird auch die anstehende Reform der Fusionskontrollverordnung nicht zu einer Verschärfung bzw. Erweiterung führen. Zwar warf das von der EU-Kommission im Dezember 2001 vorgelegte Grünbuch noch die Frage auf, ob auch der Erwerb von Minderheitsbeteiligungen unter die europäische Fusionskontrollverordnung fallen sollte. Der im Dezember 2002 vorgelegte Entwurf einer Neufassung der Fusionskontrollverordnung nimmt hiervon jedoch aus guten Gründen Abstand, da das Fusionskontrollregime mit dem Abstellen auf Kontrollerwerbe bereits eine hinreichende Regelungs- und Prüfdichte aufweist.

Der deutsche Gesetzgeber sollte für die anstehende 7. GWB-Novelle die Gelegenheit ergreifen, die Zusammenschlusstatbestände an die europäische Fusionskontrollverordnung anzupassen und den sonstigen wettbewerblich erheblichen Einfluss zu streichen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit beabsichtigt jedoch nach den kürzlich veröffentlichten Eckpunkten für eine 7. GWB-Novelle keine Änderung hinsichtlich dieses Zusammenschlusstatbestandes.

Demgegenüber überlegt das Ministerium, den Rechtsschutz für Dritte zu modifizieren. Dadurch soll verhindert werden, dass Dritte den Vollzug von Zusammenschlüssen, die im überwiegenden Gemeinwohlinteresse liegen, unangemessen lange hinauszögern können. Zudem erwägt das BMWA auch bei sonstigen Fusionskontrollverfahren die sofortige Vollziehbarkeit von Zusammenschlüssen auch bei Drittklagen zu gewährleisten. Anzuerkennen ist zunächst eine eingeschränkte gerichtliche Überprüfung einer Ministererlaubnis auf Grund der allgemein politischen Elemente einer solchen Entscheidung. Bei einer reduzierten Überprüfungs-

kompetenz ist eine interessengerechte Ausgestaltung von Regelungen des Rechtsschutzes von besonderer Bedeutung. Es ist aber unabdingbar, dass jegliche Entscheidung, sei es des Bundeskartellamtes oder sei es des Ministers, der gerichtlichen Überprüfung unterliegen muss. Gleichwohl kann es nicht Sinn und Zweck einer Rechtsschutzmöglichkeit sein, dass vom Bundeskartellamt oder vom Bundesministerium freigegebene Zusammenschlussvorhaben allein durch die Tatsache der Existenz eines Verfahrens eventuell jahrelang nicht vollzogen werden können. Unter Berücksichtigung der Interessen der am Zusammenschluss beteiligten Unternehmen und der Interessen Dritter ist es vielmehr sachgerecht, dass im Fall einer rechtskräftig festgestellten unrechtmäßigen Freigabe eine Entflechtung eines zwischenzeitlich vollzogenen Zusammenschlusses erfolgen muss.

B. Strategische Neupositionierung

Im Folgenden wird erläutert, wie RWE sich auf die geschilderten Herausforderungen des europäischen Energiemarktes und insbesondere auf den Wettbewerb in Deutschland eingestellt hat.

RWE hat sich zum Ziel gesetzt, seine Position als eines der führenden Multi Utility-Unternehmen im liberalisierten europäischen Markt zu festigen und auszubauen. Im Mittelpunkt unserer Strategie steht die Fokussierung auf die vier Geschäftsfelder Strom, Gas, Wasser/Abwasser sowie Entsorgung/Recycling. Sie eröffnen RWE sowohl ein großes Synergiepotenzial wie auch ein stabiles Wachstum durch eine ausgewogene Risikoverteilung.

I. Konsequente Internationalisierung

Neben der Konzentration auf die vier Kerngeschäftsfelder und die Umsetzung umfangreicher Kostensenkungsprogramme zur Erlangung der Kostenführerschaft in den einzelnen Märkten ist die konsequente Internationalisierung zentrale Stoßrichtung der Unternehmensstrategie. Um zu einem der international führenden Utility-Anbieter zu wachsen, hat RWE ihr Geschäft mit gezielten Akquisitionen im europäischen und außereuropäischen Ausland voran getrieben.

II. Stromgeschäft europaweit verstärkt

Mit der Übernahme des britischen Energieunternehmens Innogy hat RWE ihr Stromgeschäft erheblich verstärkt. Innogy ist in Großbritannien das führende integrierte Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen für Strom und der zweitgrößte Gasversorger. Innogy versorgt insgesamt 4,7 Millionen Kunden mit Strom. Hinzu

kommen 1,9 Millionen Gaskunden. Nicht nur auf der britischen Insel, sondern auch in den Emerging Markets Mittel- und Osteuropas mit einem prognostizierten Umsatzwachstum der jeweiligen Strom- und Gasmärkte von jährlich 3–5% bis 2010 hat RWE ihre Aktivitäten erheblich ausgeweitet. Hierzu zählen der Erwerb von 49% am drittgrößten slowakischen Stromversorger VSE und die Mehrheitsbeteiligung am polnischen Stromunternehmen STOEN, das Warschau und das stark wachsende Umland der Stadt mit Elektrizität versorgt.

III. Gas: Vom Regionalversorger zum europäischen Player

Erdgas ist die Wachstumsenergie in Europa. Der Anteil am Primärenergieverbrauch in der EU wird nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur der OECD von heute ca. 23% auf ca. 30% in 2020 ansteigen. Treiber ist der Gaseinsatz in der Stromerzeugung, der sich bis 2020 mit ca. 38% fast verdreifachen wird. Daher hat RWE ihr Gasgeschäft erheblich ausgebaut. Mit der Akquisition des tschechischen Gasunternehmens Transgas sowie von Anteilerwerben an den acht dortigen Regionalversorgern, davon sieben Mehrheitsbeteiligungen, hat RWE den Sprung von der deutschen auf die europäische Bühne geschafft. Zudem ist Transgas einer der größten europäischen Pipeline-Betreiber mit direktem Zugang zu Gazprom, dem größten Gas-Upstream-Unternehmen in Europa. Rund 20% des westeuropäischen Gasvolumens laufen über die Haupt-Transit-Pipeline von Transgas für russisches Gas.

Gleichzeitig hat RWE das Geschäftsfeld Gas auch im Bereich der Gasförderung verstärkt. Mit der Übernahme des britischen Gasproduzenten Highland Energy sichert sich RWE ihre Absatzposition auf der Upstream-Seite weiter ab und verringert die Abhängigkeit von großen Gasimporteuren. Die RWE Gas-Gruppe versorgt heute 6,5 Millionen Kunden in Europa mit Gas. Rund 45% des Gesamtabsatzes von 380 Mrd. kWh werden dabei außerhalb Deutschlands verkauft.

Auch hier wird deutlich: RWE ist heute kein rein deutsches Unternehmen mehr, sondern ein internationaler Konzern mit Sitz in Deutschland. RWE erwirtschaftet inzwischen etwa die Hälfte ihres Umsatzes im Kerngeschäft im Ausland. Jeder zweite Mitarbeiter im Kerngeschäft ist außerhalb Deutschlands beschäftigt. Hierzu hat wesentlich der Wasserbereich mit dem Erwerb von Thames Water und American Water beigetragen.

Für RWE steht nun die Aufgabe im Vordergrund, die jüngsten Engagements, insbesondere Innogy, Transgas und American Water zügig in den Konzern zu integrieren und die bestehenden Wertsteigerungspotenziale zu heben. Die Integration von Thames Water als Führungsgesellschaft für das Geschäftsfeld Wasser ist hervorragend gelungen. An diesem Maßstab will sich RWE ausrichten und einen internationalen Konzern mit einer unverwechselbaren Identität und hoher Profitabilität formen.

C. Politische Rahmenbedingungen an tatsächlichen Wettbewerbsrahmen anpassen

In dem Maße, wie der Wettbewerb eine europäische Dimension annimmt, benötigt die Energiewirtschaft politische und rechtliche Rahmenbedingungen, die exakt auf diese Wettbewerbssituation zugeschnitten sind und die den europäischen Wettbewerb im Sinne gleicher Ausgangschancen für alle Marktteilnehmer fördern. Um dies sicher zu stellen, sind starke europäische Institutionen mit entsprechenden Kompetenzen notwendig. Faire Marktchancen für alle heißt allerdings nicht, dass in allen 15 EU-Mitgliedstaaten ausnahmslos die gleichen Regeln gelten müssen. Die Nationalstaaten müssen die Möglichkeit haben, nationale Besonderheiten und strukturelle Unterschiede ausreichend zu berücksichtigen, ohne dabei das Ziel fairer und gleichberechtigter Wettbewerbschancen über die europäischen Ländergrenzen hinweg aus dem Auge zu verlieren. Es bedarf also einer klaren Zuordnung von Zuständigkeiten zwischen EU und Mitgliedstaaten nach Maßgabe eines wohl verstandenen Subsidiaritätsprinzips.

I. Kontrollierte Selbstregulierung des Netzzugangs

In diesem Sinne ist es zu begrüßen, dass der Gemeinsame Standpunkt, den der Rat der Europäischen Union am 3. Februar 2003 zum Liberalisierungspaket Strom und Gas verabschiedet hat, mit dem deutschen System der kontrollierten Selbstregulierung kompatibel ist. Über eine Verrechtlichung der Verbändevereinbarungen, wie sie im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes angestrebt wird, bekäme das bislang erfolgreich praktizierte System der kontrollierten Selbstregulierung zusätzliche Verbindlichkeit und Verlässlichkeit, ohne dass dadurch die Kartellaufsicht ausgeschlossen würde. Vielmehr begründet die Verrechtlichung eine widerlegbare Vermutung, die eine besondere Begründungslast bewirkt, wenn die Kartellbehörden Abweichungen von der Verbändevereinbarung durchsetzen wollen.

II. Regulierungsbehörde

Die Einrichtung einer Regulierungsbehörde halte ich – übrigens in Übereinstimmung mit dem Bundeskartellamt – für verfehlt. In der Wirtschaftsgeschichte der Bundesrepublik Deutschland hat sich die Ex-post-Missbrauchsaufsicht nach dem GWB als Erfolgsmodell erwiesen. Durch dieses Konzept konnte das Entstehen von aufgeblähten Verwaltungseinheiten verhindert werden. Diese wären zwangsläufig bei vorheriger Festlegung bspw. von Transportentgelten notwendig gewesen. Die Entwicklung des deutschen Strommarktes nach der Novellierung im Jahr 1998 belegt die Effizienz des in Deutschland eingeschlagenen Weges. Durch die Verbände-

vereinbarung Strom war es möglich, innerhalb eines kurzen Zeitraums ein funktionsfähiges System des Netzzugangs in Deutschland zu realisieren. Eine Regulierungsbehörde hätte demgegenüber einen wesentlich längeren Zeitraum zur Konzeptionierung des Netzzugangs in Deutschland benötigt. Die Ihnen bekannten Marktergebnisse bereits nach kurzer Zeit der Änderung des Ordnungsrahmens in Deutschland wären damit nicht möglich gewesen und hätten demnach zu erheblichen, volkswirtschaftlichen Belastungen in einer ohnehin wirtschaftlich schwierigen Zeit geführt.

III. Aktuelle Verfahren des Bundeskartellamtes

Die aktuellen Verfahren gegen RWE Net und TEAG im Bereich Netzzugang sind zwar Belege dafür, dass das Bundeskartellamt wie auch die Landeskartellbehörden die Aktivitäten der Energieunternehmen ständig überwachen. Diese Verfahren beweisen aber auch, dass das Bundeskartellamt die Wettbewerbsverhältnisse nach wie vor nicht sachgerecht beurteilt. Das Bundeskartellamt hat am 14. Februar dieses Jahres einen Beschluss gegen die Thüringer Energie AG (TEAG) wegen der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung durch das Fordern überhöhter Netznutzungsentgelte erlassen. Anders als in bisherigen Verfahren baut das Bundeskartellamt seine Verfügung nicht auf Preisvergleichen auf, sondern auf einer Kostenkontrolle. Diese Vorgehensweise wurde vom OLG Düsseldorf dem Grunde nach in einem anderen Verfahren akzeptiert, das einen Auskunftsbefehl betraf. Eine Entscheidung des BGH liegt insoweit jedoch nicht vor. Entscheidend ist aber, dass das Amt im TEAG-Verfahren von den grundlegenden Preisfindungsprinzipien der geltenden Verbändevereinbarung Strom II Plus abweicht und dadurch den dort enthaltenen Grundsatz der Netto-Substanzerhaltung in Frage stellt.

Das Bundeskartellamt hält konkret bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung auf Basis der Tagesneuwerte, die Steuern auf Substanzerhaltung („Scheingewinn“), den Wagniszuschlag sowie die Berücksichtigung der Gewerbesteuer für unzulässig. Die Nichtanerkennung dieser Kostenpositionen ist mit den Prinzipien der Netto-Substanzerhaltung schlichtweg nicht vereinbar. Das belegen auch zahlreiche betriebswirtschaftliche Gutachten. Vor allem, wer sollte in Strom- oder Gasnetze investieren, wenn die reduzierte Kalkulation des Bundeskartellamtes zu Grunde gelegt würde? Aus Sicht eines privaten Investors wäre nämlich in einer Nachsteuerbetrachtung der Kauf eines risikolosen Wertpapiers wirtschaftlich attraktiver als eine Investition in ein Netzunternehmen. Ein absurdes Ergebnis und eine nachhaltige Gefährdung für den hohen Standard der Versorgungssicherheit in Deutschland, der sich bei diesen Vorgaben nicht halten ließe.

Die Einigung der Verbände auf die Preisfindungsprinzipien im Rahmen der geltenden Verbändevereinbarung Strom II plus war ein wichtiger Schritt für die deut-

sche Stromwirtschaft. Erstmals gibt es in Deutschland einen gemeinsam von Nutzern und Anbietern erstellten und bundesweit einheitlichen Kalkulationsfaden, der auf allgemein anerkannten betriebswirtschaftlichen Prinzipien beruht, die die Substanzerhaltung der Netze und damit die Versorgungssicherheit sicherstellen. Angesichts dieser erheblichen Bedeutung des Kalkulationsleitfadens für den Betrieb der Netze und der überzogenen Praxis des BKartA ist die Verrechtlichung der Verbändevereinbarungen dringend erforderlich. Damit würde eine erhöhte Begründungslast für die Kartellbehörden und Gerichte einhergehen, der derzeit nicht genügt wird.

In einem weiteren Verfahren ist mit RWE Net ein Unternehmen betroffen, das im bundesweiten Vergleich über günstige Netzentgelte verfügt. Gleichwohl hat das Amt RWE Net untersagt, Mess- und Verrechnungspreise für Lastprofilkunden oberhalb der Entgelte von TEAG zu erheben und ebenfalls die sofortige Vollziehung des Beschlusses angeordnet. Das Bundeskartellamt wirft RWE Net auf dem vermeintlichen Markt „für die Bereitstellung, Verrechnung und Abrechnung“ von Stromtarifzählern den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung vor. Hier ist zunächst festzuhalten, dass es sich bei diesen unselbstständigen Teilleistungen nicht um einen selbstständigen Markt handelt. Denn sie dienen lediglich dem Zweck, die Leistung Netznutzung gegenüber den Stromlieferanten abzurechnen. Die gesonderte Ausweisung der Kosten Messung und Verrechnung knüpft an die von den energieaufsichtsrechtlichen Erfordernissen geprägte langjährige Praxis der Energiewirtschaft an, die zwischen fixen und variablen Kosten unterscheidet. Grund für diese Praxis ist, ein möglichst hohes Maß der Transparenz und der Verursachungsgerechtigkeit der Preisbildung zu erreichen. Derartige Offenlegungen bestimmter Bestandteile des dem Kunden berechneten Gesamtpreises sind auch ansonsten im Wirtschaftsleben anzutreffen. Gesonderte Märkte je Preisbestandteil werden gleichwohl richtigerweise nicht diskutiert. Beispielsweise wird die Berechnung einer Taxifahrt herkömmlich nach einer Grundgebühr und einer von Entfernung und Fahrzeit abhängigen Beförderungsgebühr vorgenommen. Hieraus folgt jedoch nicht, dass es besondere Märkte der Taxigrundgebühr, der Taxiabrechnung oder der Beförderungsleistung gibt.

Zu kritisieren ist ferner, dass bei dem Vergleichsunternehmen TEAG die Ordnungsgemäßheit der Kostenzuordnung offensichtlich unterstellt wurde, während sie bei RWE Net trotz Vorlage eines Wirtschaftsprüfer-Gutachtens angezweifelt wird. Dieses Vorgehen ist umso fragwürdiger, da es sich bei TEAG um genau das Unternehmen handelt, gegen das jüngst eine Untersagungsverfügung wegen überhöhter Netznutzungsentgelte ergangen ist und deren Gesamtpreise für die Netznutzung deutlich über den Gesamtpreisen von RWE Net liegen. Bedenklich ist auch ein weiterer Umstand: Durch die Koppelung der Preisgestaltung von RWE Net an das E.ON-Unternehmen TEAG wird die vom Bundeskartellamt in anderen Verfahren unterstellte, tatsächlich aber nicht gegebene oligopoltypische Gleichförmigkeit beider Unternehmen ausdrücklich vorgeschrieben.

Das Bundeskartellamt hat ferner entgegen dem gesetzlichen Regelfall den sofortigen Vollzug der Entscheidung angeordnet. In der Entscheidungsbegründung ist hier das unseres Erachtens unzulässige Bestreben des Bundeskartellamtes zu erkennen, im Bereich der Energiewirtschaft routinemäßig ein öffentliches Interesse am Sofortvollzug zu begründen. Dabei wird das bereits bestehende hohe Maß an Wettbewerb auf dem deutschen Strommarkt unterschätzt und das Risiko der zu geringen Eigenkapitalausstattung einer Vielzahl von Stromhändlern zu Unrecht den Netzgesellschaften aufgebürdet.

Zudem muss hier ein Verweis auf die anstehende EnWG-Novelle scheitern. Denn der Sofortvollzug soll nach dem derzeitigen Stand der EnWG-Novelle nur im Falle der missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung bei Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen gelten. Auf diese stellt das Bundeskartellamt im vorliegenden Fall allerdings nicht ab, sondern auf einen vermeintlichen Markt der Mess- und Verrechnungsleistungen. RWE Net hat daher gegen die Verfügung Beschwerde eingelegt und den Antrag gestellt, die aufschiebende Wirkung der Beschwerde wieder herzustellen.

IV. Unbundling

Im Gegensatz zu dem soeben behandelten Thema Netzzugangssysteme hat der Energierat beim Unbundling kaum Raum für angepasste nationale Lösungen gelassen. Die Regelung sieht vor, dass der Betrieb von Gas- und Stromverteilungsnetzen ab dem 1. Juli 2007 so organisiert werden muss, dass eine rechtliche Trennung von den Bereichen Erzeugung, Vertrieb und Handel erfolgt. Von diesem gesellschaftsrechtlichen Unbundling sollen nur solche Netzbetreiber ausgenommen sein, die weder selber mehr als 100.000 Kunden haben noch von einem Unternehmen kontrolliert werden, das selbst mehr als diese Kundenzahl hat. Zwar betont der Rat ausdrücklich die Möglichkeit, dass die Kommission im Jahr 2006 dem Rat und dem Parlament vorschlagen kann, einzelne Mitgliedstaaten von der Unbundling-Regelung auszunehmen. Diese Option geht allerdings nicht über die ohnehin bestehenden rechtlichen Möglichkeiten, nämlich die Änderung einer verabschiedeten Richtlinie mittels eines neuen Gesetzgebungsverfahrens.

Die Struktur des RWE-Konzerns entspricht den Vorstellungen der EU bereits in großem Umfang. Die RWE Net AG ist Eigentümerin und Betreiberin der Übertragungs- und Verteilernetze. Dieser Umstand darf aber nicht davon ablenken, dass das beabsichtigte „legal unbundling“ in Deutschland zu tief greifenden, betriebswirtschaftlich sehr bedenklichen strukturellen Änderungen bei einem Großteil der rund 900 Strom- und 750 Gasnetzbetreiber führen würde. Kein anderes EU-Mitglied ist von dieser Regelung in derart starkem Maße betroffen.

Gegen die geplante rechtliche Verselbstständigung des Betriebs der Verteilungsnetze sprechen wichtige Gründe:

- Erstens würden Synergien zunichte gemacht und neue Schnittstellen geschaffen.
- Zweitens handelt es sich um einen unverhältnismäßigen Eingriff in das Eigentum.
- Und drittens ist die Festlegung einer Grenze, unterhalb derer die Unternehmen nicht zum Unbundling verpflichtet sind, wettbewerbsverzerrend.

Um eines klar zu stellen: Ich teile das mit dem Unbundling verfolgte Ziel, auf der Verteilerebene Transparenz zu schaffen, um Quersubventionierungen zu verhindern und ein diskriminierungsfreies Verhalten der Netzbetreiber sicher zu stellen. Dieses Ziel kann aber auch mit geringerer Eingriffstiefe und ohne die Zerschlagung von Synergien erreicht werden. RWE unterstützt deshalb die Arbeiten der Verbände für einen freiwilligen Verhaltenskodex, der durch eine zielgerichtete Weiterentwicklung des Management-Unbundling und eine „Neutralisierung“ des Netzbetriebs von den übrigen Interessen in einem vertikal integrierten Unternehmen genau dies sicher stellt, zugleich aber die Nachteile einer obligatorischen gesellschaftsrechtlichen Entflechtung vermeidet. Ich hoffe, dass diese wirtschaftlich grundlegenden Überlegungen Gehör finden.

V. Marktöffnung in Europa beschleunigen

Ob Wettbewerb funktioniert, ist jedenfalls nicht an den Instrumenten abzulesen, sondern einzig und allein an den Ergebnissen. Hier braucht Deutschland sich – wie ich bereits ausführte – nicht zu verstecken. Demgegenüber gibt es in verschiedenen anderen EU-Staaten häufig Probleme bspw. bei der Vergabe von Kapazitäten an Kuppelstellen und auch beim Netzzugang. Deshalb gilt es, die Marktöffnung nun auch in den bisher noch weniger ambitionierten Mitgliedstaaten nachhaltig zu forcieren. Dabei darf der Beschluss des Energierates, die Strom- und Gasmärkte europaweit für gewerbliche Kunden bis spätestens 1. Juli 2004 und für Haushaltskunden bis Mitte 2007 zu öffnen, noch nicht das letzte Wort sein. Das ordnungspolitisch fundamentale Defizit ungleich geöffneter nationaler Märkte sollte so rasch wie möglich beseitigt werden.

VI. Nuclear Package und Kernenergie rückstellungen

Von einer ganz anderen Seite her drohen indes weitere Benachteiligungen für deutsche Unternehmen im Vergleich zu unseren europäischen Wettbewerbern. So hat die Europäische Kommission am 30. Januar dieses Jahres zwei Richtlinienentwürfe zur nuklearen Sicherheit verabschiedet. Im Rahmen dieses Maßnahmenpakets fordert die Kommission u. a. die Überführung bestehender Stilllegungs- und Entsorgungsrückstellungen in externe Fonds. Ein solcher Eingriff ist aus verschiedenen Gründen entschieden abzulehnen:

Zum ersten fehlt der Europäischen Atomgemeinschaft (EAG) für eine solche Rückstellungsregelung die rechtliche Kompetenz. Gemäß dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs zum Beitritt der EAG zur Nuclear Safety Convention hat diese den Auftrag, einheitliche Sicherheitsnormen für den Gesundheitsschutz aufzustellen und auch die Quellen schädlicher Strahlen zu überwachen. Hieraus kann aber keine Kompetenz der EAG zum Erlass einer Regelung über Stilllegungsfonds abgeleitet werden.

Zweitens haben wir in Deutschland im Gegensatz zu anderen Ländern der EU bereits heute die notwendige und umfassende Vorsorge für die Stilllegung von Kernkraftwerken und die Entsorgung abgebrannter Brennstoffe getroffen. Ein Fondsmodell schafft hier keine höhere Sicherheit der Finanzierung von Entsorgungsverpflichtungen.

Vielmehr würde – drittens – die Verpflichtung zu externen Fonds gerade die deutschen, Kernkraft betreibenden Unternehmen, die auf Grund anspruchsvoller gesetzlicher Regelungen eine hohe Vorsorge getroffen haben, hierfür noch „bestrafen“. Ihnen würden nämlich vergleichsweise hohe Mittel entzogen, während Unternehmen mit einem geringeren Vorsorgeniveau nur wenig Mittel in Fonds einbringen müssten. Dies bedeutete neue Wettbewerbsverzerrungen auf dem europäischen Strommarkt zu Lasten der deutschen Unternehmen, die keinesfalls akzeptabel sind.

VII. Staat kassiert Liberalisierungsgewinne ab

Die wachsende Integration der europäischen Volkswirtschaften und die damit verbundenen verstärkten unternehmerischen Aktivitäten über regionale und sektorale Grenzen hinaus stellen immer höhere Anforderungen auch an die nationale Wirtschaftspolitik. Hat ein Unternehmen die Wahl, wo es investiert, wird es sich den am besten geeigneten Standort aussuchen. Zu den wichtigsten Kriterien bei einer Standortentscheidung gehören die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen – und hier vor allem die Energiepreise. Energiepolitik ist insofern immer auch Standortpolitik.

Die Marktöffnung bei Strom und Gas steht in Deutschland häufig in der Kritik, weil mittlerweile die Strom- und Gaspreise nach den anfänglichen Liberalisierungsgewinnen wieder fast den Stand vor 1998 erreicht haben. Zu einer vollständigen Betrachtung dieses Bildes gehört jedoch mehr. Sowohl beim Strom wie bei Gas ist der Anteil von Steuern und staatlichen Abgaben massiv gestiegen. In 2003 beträgt die Belastung allein der Strompreise durch Ökosteuern, EEG und KWK über 10 Mrd. €.

Bei den Haushaltskunden machen diese Abgaben – inklusive Mehrwertsteuer – mittlerweile 41 % des Strompreises aus – 1998 waren es noch 25 %. Ohne die genannten Zusatzlasten wäre dieser bei stark gefallen Kosten für die Stromerzeugung

gung, den Transport und den Vertrieb um knapp ein Drittel geringer als er heute ist. Der eigentliche Gewinner der Strom- und Gasmarktliberalisierung ist also der Staat. Und es scheint, als kommen noch weitere Belastungen auf Unternehmen und Energieverbraucher zu.

VIII. Novellierung des EEG

So plant die Politik derzeit eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Dabei ist in Politik und Gesellschaft unbestritten, dass die Förderung der erneuerbaren Energien richtig und notwendig ist. Aber dieser Erfolg ist mit hohen Mehrkosten verbunden, die in diesem Jahr in Deutschland rund 2,1 Mrd. € betragen und bis 2005 voraussichtlich auf über 2,5 Mrd. € ansteigen werden. Für 2010 werden sogar Belastungen von über 4 Mrd. € prognostiziert.

Diese dynamisch steigenden Mehrkosten zur Förderung erneuerbarer Energien führen nicht nur zu einer immer spürbareren Belastung für die Privatverbraucher, sondern gefährden zunehmend die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen am Standort Deutschland. Für die Aluminiumindustrie und vergleichbar energieintensive Branchen betragen die Mehrkosten bereits heute mehr als 10 % des Gesamtstrompreises inklusive Netznutzung. Deshalb muss jetzt schnell eine gesetzliche Deckelung der finanziellen Belastung für solche Unternehmen eingeführt werden.

Dies alleine reicht aber nicht aus. Auch systematische Veränderungen sind dringend angezeigt. So ist die Politik kurzfristig in der Pflicht, die Effizienz der Förderung zu steigern. Hier gilt es, durch eine Beschränkung der Förderung auf sinnvolle Standorte sowie eine klare Absenkung und Degression der Vergütungssätze die Anreize für die Nutzung von Kostensenkungspotenzialen und die Suche nach technischem Fortschritt anzureizen und Überförderungen abzubauen.

Mittelfristig muss – auch vor dem Hintergrund eines europäischen Energiebinnenmarktes – die derzeitige Förderung über Festpreise grundsätzlich überdacht werden. Zielführender ist es – wie zum Beispiel in Großbritannien – in den kommenden Jahren einen wachsenden Teil der Förderung über Ausschreibungen zu vergeben. Dies könnte die Fördereffizienz deutlich erhöhen.

IX. Unsicherheiten durch CO₂-Emissionshandel

Unsicherheiten und mögliche weitere Belastungen für den Energiestandort Deutschland ergeben sich aus der Entscheidung des EU-Umweltrates vom 9. Dezember 2002, einen Handel mit Treibhausgasemissionen in der EU zu etablieren. Von ganz entscheidender Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die Umsetzung der europäischen Rahmenvorgaben in Form der nationalen Allokationspläne. Denn

hier entwickelt sich die eigentliche Brisanz des Instruments Emissionshandel. Durch politische Vorgaben wird an dieser Stelle entschieden, wie viele Emissionsrechte – oder anders gewendet: CO₂-Minderungsverpflichtungen – den einzelnen Unternehmen und Anlagen zugeteilt bzw. auferlegt werden.

An diesen Allokationsplänen wird gearbeitet. Auf das Ergebnis wird es für verschiedene Investitionen ankommen. So steht RWE z. B. vor der Entscheidung über das Projekt BoA II im rheinischen Revier mit einem Investitionsvolumen von über 1 Mrd. Euro. Diese Entscheidung ist unternehmerisch erst dann verantwortet, wenn Planungs- und Rechtssicherheit gegeben ist. RWE setzt in diesem Zusammenhang darauf, dass die Bundesregierung zu ihrer Zusage steht, für moderne und hocheffiziente neue Kohlenkraftwerke eine ausreichende Ausstattung mit Emissionsrechten zu ermöglichen.

X. Konsistentes Energieprogramm erforderlich

Der Ruf nach mehr Planungs- und Investitionssicherheit in der Energiewirtschaft ist keine akademische Übung. Allein in der deutschen Stromwirtschaft ergibt sich vor dem Hintergrund der vorhandenen Altersstruktur des Kraftwerksparks ein Re-Investitionsbedarf von 40.000 MW im Zeitraum zwischen 2010 und 2025. Dies bedeutet konkret anstehende Investitionsentscheidungen in einer Größenordnung von 30 Mrd. €, mit denen zugleich wichtige Entscheidungen über die Energieversorgungsstrukturen bis 2050 festgelegt werden.

Mehr Klarheit über die grundsätzliche Ausrichtung der Energiepolitik ist dabei schon kurzfristig geboten. Denn angesichts langer Planungs- und Bauzeiten sind grundlegende Entscheidungen zu diesem Re-Investitionsprogramm bereits in den nächsten 2 bis 5 Jahren zu treffen. Deshalb ist ein konsistentes Energieprogramm notwendig, das aufzeigt, wie gemeinsam die vorhandenen energie- und umweltpolitischen Herausforderungen angepackt werden sollen. Das letzte umfassende Energieprogramm der Bundesrepublik Deutschland stammt aus dem Jahre 1991 – also lange vor der Liberalisierung – und der Schwerpunkt lag auf der Neuorganisation der Energiewirtschaft in den neuen Bundesländern. Energiepolitik ist immer auch eine abhängige Variable der jeweiligen Marktverfassung. Energiepolitik unter Monopolbedingungen ist etwas anderes als Energiepolitik unter internationalen Wettbewerbsbedingungen.

Die Unternehmen der Energiewirtschaft haben sich ganz erheblich an die neuen internationalen Wettbewerbsverhältnisse angepasst. Eine entsprechende Veränderung der Energie- und Wettbewerbspolitik steht dagegen noch aus. Die Politik muss aber den fundamentalen Wandel der Energiemärkte mit vollziehen, will sie den Wirtschafts- und Energiestandort Deutschland im internationalen Wettbewerb festigen.

Die Zukunft kommunaler Versorger in liberalisierten Märkten

Von *Michael Schöneich*, Köln

A. Begriffliches

Begonnen werden soll mit einem Begriff, der eigentlich schon aus dem Sprachgebrauch gestrichen ist, nämlich mit dem Begriff der „Daseinsvorsorge“. Ernst Forsthoff, der „Vater“ dieses Begriffs formulierte 1938: „Die Daseinsvorsorge, deren Zweck die Befriedigung allgemeiner Bedürfnisse zu sozial angemessenen Bedingungen ist, ist Teil der öffentlichen Verwaltung.“ Die Zuständigkeit und Pflicht zur Erfüllung der Aufgaben der Daseinsvorsorge sah Forsthoff in erster Linie bei den Gemeinden. Der wesensmäßige Unterschied der Daseinsvorsorge zu einer privatwirtschaftlichen Betätigung liege in der „Verpflichtung zur Bedürfnisbefriedigung ohne Chance zur Gewinnerzielung“.

Soweit zum ursprünglichen Begriff. Er existiert zwar immer noch und erlebt zum Teil eine verbale Reanaissance, insbesondere in jüngsten „Mitteilungen“ der EU-Kommission zu diesem Thema. Inhaltlich hat sich die „Daseinsvorsorge“ jedoch erheblich verändert. Daseinsvorsorge findet heute unter ganz anderen Rahmenbedingungen statt. Das gilt insbesondere für die Strom- und Gasversorgung.

B. Der Wandel

Worin liegt dieser Wandel begründet? Entscheidend für die Veränderung ist vor allem die europäische Entwicklung: Der Austausch von Waren und Dienstleistungen soll in der Europäischen Union unverfälscht im Markt erfolgen. Diese Marktöffnung mit dem Instrument des Wettbewerbs gilt grundsätzlich auch für alle öffentlichen Dienstleistungen, die früher in den Bereich der Daseinsvorsorge fielen. Hierfür hat Europa den Begriff „Dienstleistungen von allgemeinem Interesse“ geprägt und dies ist auch die maßgebliche Bezeichnung im EG-Vertrag. Dort kommt etwa zum Ausdruck, dass diese Dienstleistungen von besonderer Bedeutung sind.

„Daseinsvorsorge“ ist also nur noch ein sprachliches Kürzel für eine Palette von Dienstleistungen, die für die Bevölkerung besonders wichtig sind, die aber sowohl

von privaten als auch von öffentlichen Dienstleistern erbracht werden können. Letzteres ist der entscheidende Unterschied zu der Forsthoﬀschen Diktion. Da-seinsvorsorge ist also nach heutiger Interpretation nicht mehr „Teil der Verwaltung“ und es gibt grundsätzlich keine Monopole der öffentlichen Hand für diese Dienstleistungen von allgemeinem Interesse mehr. Dienstleister von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse sollen grundsätzlich auch keine Vorrechte und keine Benachteiligungen haben.

Angemerkt sei, dass es zu diesen Prinzipien auch Ausnahmen gibt. Diese bestehen im Bereich der Hausmüllentsorgung (z. T. noch kommunaler Vorbehalt), im Bereich der Wasserversorgung und Abwasserentsorgung, die immer noch als ur-eigenste kommunale Aufgabe gesehen werden. Auch der Öffentliche Personen-nahverkehr wird weitgehend noch kommunal betrieben, wobei auch hier Liberali-sierungsrichtlinien in der Diskussion sind. Die Energieversorgung hingegen fällt nicht mehr unter diese Ausnahmen.

C. Die Probleme

Aus der genannten Situation, in der sich aufgrund europäischer Richtlinien alle Versorgungsunternehmen dem Wettbewerb stellen müssen, erwachsen spezifische Probleme.

- Vom Prinzip her sind alle Wettbewerber, ob privat oder öffentlich, mit gleichen Vorrechten und Nachteilen im Wettbewerb ausgestattet. Dieses Grundprinzip ist im wesentlichen aus dem Artikel 86 Abs. 2 und dem Artikel 16 EG-Vertrag ableitbar. Weitere dort festgelegte Prinzipien sind aber unklar und sehr schwammig formuliert. Sie haben praktisch keine Aussagekraft.
- Die Einschränkungen des Gemeindewirtschaftsrechts in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland, wie z. B. ein Subsidiaritätsprinzip zu Lasten der kommunalen Wirtschaft, die Bindung an einen engen öffentlichen Zweck oder Örtlichkeitsprinzip, sind für öffentliche Wettbewerbsunternehmen nicht mehr zeitgemäß. Es handelt sich um alte Zöpfe, die mit dem Status als Monopolversorger korrespondieren. In einem Wettbewerbsumfeld müssen derartige Schranken aufgegeben werden; ansonsten sind die kommunalen Unternehmen vor erhebliche Probleme gestellt. Beispielsweise haben es bei landesweiten Ausschreibungen Stadtwerke außerordentlich schwer, in angemessener Weise zu partizipieren. Insgesamt werden die genannten Prinzipien immer mehr als diskriminierend empfunden oder als Zwangsjacke für Wettbewerbsunternehmen gesehen, z. B. im Umgang mit „Bündelkunden“. Die öffentlichen Unternehmen werden also von den Einschränkungen des Gemeindewirtschaftsrechts auf der einen und den Einschränkungen der EU-Wettbewerbspolitik auf der anderen Seite in die Zange genommen.

- Die Kommunen sind durch diesen Umbruch der Grundsätze verunsichert und fragen sich, ob sie sich noch als Infrastrukturdienstleister betätigen sollen und was sie auf diesen Feldern überhaupt dürfen.

D. Lösungswege

Folgende Lösungsansätze für die Probleme öffentlicher Dienstleister sind als sinnvoll zu erachten:

a) Es sollte keinen Weg zurück zu alten Zeiten geben. Das europäische Wettbewerbsregime muss akzeptiert werden – auch für Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse! Angemerkt sei, dass die kommunalen Unternehmen den Wandel in dem Wettbewerb angenommen haben und sich in diesem Umfeld auch behaupten. Niemand aus diesem Kreise möchte in die alte Situation zurückkehren. Wettbewerb wird im Konsens akzeptiert; man hat die damit verbundenen Möglichkeiten zu schätzen gelernt.

b) Das Gemeindewirtschaftsrecht muss geöffnet werden und Einschränkungen zu Lasten kommunaler Wirtschaftsunternehmen sind abzubauen. Insbesondere darf es keine Benachteiligung durch Subsidiaritätsprinzipien (Verstoß gegen Artikel 295 EGV) mehr geben; dies ergibt sich aus dem Diskriminierungsverbot und dem Gleichbehandlungsprinzip. Hier ist die Neutralität der Eigentumsformen zu beachten. Die Dienstleistungen müssen erbracht werden, von wem ist dabei nicht relevant. Letztlich entscheidet hier die Sicht der Verbraucher. Auch die Festlegung auf eng definierte „öffentliche Aufgaben“ ist nicht mehr länger sinnvoll. Ratsam ist, dass die öffentlichen Aufgaben mit den Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse deckungsgleich gesehen werden.

c) Auf europäischer Ebene existiert erheblicher Klärungsbedarf. In Europa muss der hohe Stellenwert der Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse klarer hervorgehoben werden. Insbesondere muss genauer gesagt werden, welche Ausnahmen zugunsten solcher Dienstleister eventuell zulässig sind. In diesem Sinne sollte eine offensive Auseinandersetzung mit dem jetzt erschienen „Grünbuch zu Dienstleistungen von allgemeinem Interesse“ der EU-Kommission stattfinden.

d) Konkret im Bereich der Ausschreibungsverpflichtungen muss den Städten und Gemeinden mehr Freiheit gegeben werden und zwar nach dem Motto: Wer eine Aufgabe hat, der kann auch über die Art und Weise der Aufgabenerfüllung selbst entscheiden, z. B. durch kommunale Eigenproduktion ohne Ausschreibung. Ein aktueller Streitpunkt ist hier die Liberalisierung des ÖPNV.

e) Schließlich noch ein Rat an die Kommunen selber: Sie sollten sich nicht aus der neu definierten „Daseinsvorsorge“ zurückziehen. Diese ist zu wichtige, um sie anderen zu überlassen. Natürlich haben die Kommunen die freie Entscheidung, ob

sie sich aktiv am Markt beteiligen oder nicht. Der VKU wirbt aber dafür, dass sie dies weiterhin tun, da Wettbewerb Wettbewerber braucht. Es ist nichts damit gewonnen, bei den so wichtigen Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse die ehemals öffentlichen Monopole durch private zu ersetzen. Ein ausgewogenes Nebeneinander von privaten und öffentlichen Dienstleistern ist der richtige Weg – gerade im Bereich der Energiewirtschaft, wo der Trend zum Oligopol besonders offenkundig wird.

Faire Wettbewerbsregeln für die Europäischen Energiemärkte aus Sicht der Energiewirtschaft

Von Eberhard Meller, Berlin

Dieser Bericht zeigt die aktuellen Entwicklungen an den Energiemärkten aus Sicht des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) auf. Zum VDEW zählen etwa zwei Drittel der kommunalen Energieversorgungsunternehmen, alle regionalen und alle Verbundunternehmen. Diese Mitgliederstruktur macht auf der einen Seite die internen Abstimmungsprozesse etwas schwierig, auf der anderen Seite kann der VDEW aber als Branchen- und Wirtschaftsverband auftreten. In vielen Dingen herrscht im Verband eine von allen gemeinsam getragene Meinung, etwa in Bezug auf die Energiewirtschaftsgesetznovelle oder bezüglich der Novellierung des EEG Gesetzes. Dies zur Einleitung.

Die Hauptfrage ist: Haben wir es in Europa mit einem Energiebinnenmarkt zu tun? Die Antwort hierauf lautet eindeutig: Nein! Dieser Binnenmarkt nach der Definition des EG-Vertrages – Art. 14 – ein Raum ohne Binnengrenze, in dem der freie Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital gemäß den Bestimmungen dieses Vertrages herrscht, ist noch nicht gewährleistet.

Aber es gibt einen Hoffnungsschimmer. Am 25. November 2002 hat sich der Energieministerrat auf einen Termin für die volle Marköffnung im Strombereich verständigt. Ab 1. Juli 2007 sollen alle Stromkunden in Europa den Stromversorger ihrer Wahl frei auswählen dürfen. Also erst 2007 wird der Strombinnenmarkt Realität werden. Wie zeichnet sich der Energiemarkt heute aus?

A. Charakteristika des Europäischen Energiemarktes

I. Strom als Ware oder Dienstleistung?

Es war in Europa sehr lange umstritten, ob Strom als Ware oder Dienstleistung zu bezeichnen sei, was wettbewerbsrechtlich einen großen Unterschied macht. Der freie Warenverkehr innerhalb der Europäischen Union ist im EG-Vertrag, in Art. 28 ff., sehr eingehend geregelt. Einschränkungen des freien Warenverkehrs sind nur sehr eingeschränkt zulässig. War Strom als Dienstleistung zu qualifizieren? Die Befürworter dieser Definition führten aus, auch wenn Strom als Ware zu

bezeichnen sei, so sei die „Ware“ Strom ohne eine Dienstleistung, nämlich die Übertragung oder / und Verteilung nicht an den Mann zu bringen. Übertragung und Verteilung seien jedoch eindeutig Dienstleistungen. Die Stromversorgung sei daher insgesamt betrachtet, und darauf käme es an, eine Dienstleistung. Der EG-Vertrag enthält nur eine knappe Vorschrift in Bezug auf die Dienstleistungsfreiheit. Die Kompetenz der Europäischen Union und die Tragweite der Dienstleistungsfreiheit sind im Verhältnis eingeschränkt.

Zwischenzeitlich hat der Europäische Gerichtshof, insbesondere im *Almelo*-Urteil klar gestellt, dass Strom als Ware zu bezeichnen ist und die Warenverkehrsfreiheit des EG-Vertrages voll anwendbar ist. Hinsichtlich dieser Unterscheidung möchte ich noch eine Bemerkung machen, ob es sich um Waren- oder Systemverkäufe handelt. Man darf nicht vergessen, dass die herkömmlichen Energieversorger beides leisten und auch die Last des Systemanbieters tragen, während die neuen Händler nur die Ware zu verkaufen haben. Das heißt, dass letztere mit den gesamten Investitionen der Vergangenheit nichts zu tun haben, sondern nur die Infrastruktur nutzen. Diesen Unterschied muss man sich von Fall zu Fall vor Augen führen.

II. Service Public – Beurteilung staatlicher Monopole vor dem Hintergrund europäischen Rechts

Die europäische Service-Public-Diskussion ist von französischen Vorstellungen geprägt. Ich sehe die Gefahr, dass über die Service-Public-Diskussion wettbewerbs einschränkende Bestandteile wieder eingeführt werden. Stichwort: Haushaltskundenbereich. Ich werde manchmal den Verdacht nicht los, dass manche EU-Staaten der Haushaltsöffnung 2007 deswegen zugestimmt haben, weil sie die begründete Hoffnung hegen, über die Diskussion Service Public den Haushaltskundenbereich wieder vom Wettbewerb ausnehmen zu können. Dies ist meine konkrete Befürchtung, und deswegen muss ich als Vertreter eines dem Wettbewerb verpflichteten Verbandes rechtzeitig und ausführlich auf diese Dinge hinweisen.

Neben Regelungen über den freien Waren- sowie Dienstleistungsverkehr umfasst der EG-Vertrag Regelungen über den freien Wettbewerb (Art. 81 ff.), die die Energiewirtschaft betreffen. Demnach sind Kartelle grundsätzlich verboten. Staatliche Monopole können jedoch vom Wettbewerbsgrundsatz ausgenommen werden, wenn die Wettbewerbsregeln die Erbringung einer sogenannten Dienstleistung im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse verhindern würden. Die Ausnahme ist ihrerseits dann nicht mehr zulässig, wenn das gemeinschaftliche Interesse verletzt wird. Dies ist in groben Zügen und sehr vereinfacht die Regelung des Art. 86 Abs. 2 des EG-Vertrages. Den exakten Wortlaut des Art. 86 Abs. 2 möchte ich an dieser Stelle nicht vollständig zitieren, weil er zu lang und kompliziert und weil Service Public heute nicht direkt das Thema ist. Diese Vorschrift entspricht etwa der Lehre des Service Public nach französischem Verwaltungsrecht.

Die Meinungen gehen sehr stark auseinander, inwieweit Art. 86 Abs. 2 auf die Stromversorgung anwendbar und diese vom Wettbewerbsverbot zu befreien sei. Einig war man sich insoweit, als dass die Stromversorgung eine Aufgabe im allgemeinen Interesse darstellen würde. Ist das aber eine staatliche Aufgabe? Oder dürfte sozusagen jedermann im Rahmen des Gesetzes diese Aufgabe erfüllen? Uneinig war man sich auch über die Rechtsfolge des Art. 86 des EG-Vertrages. Unter welchen Bedingungen sei ein Verhinderungstatbestand anzunehmen? Wie sei das Gemeinschaftsinteresse zu definieren? In der Zwischenzeit hat der Europäische Gerichtshof zumindest ansatzweise versucht, diese Fragen zu beleuchten.

Noch ein kleiner Blick zurück. Der EG-Vertrag bietet zwei Instrumente, die zu einer Klarstellung hätten beitragen können:

1. Die Europäische Kommission hat im Wettbewerbssektor originäre Kompetenzen, die sie hätte ausschöpfen können. Die Kommission hätte gemäß Art. 86 Abs. 3 eine Richtlinie erlassen können und die genauen Modalitäten des Wettbewerbs in der Energiewirtschaft festlegen können. Davon machte die Europäische Kommission keinen Gebrauch. Ein Handeln der Kommission nach dieser Vorschrift war politisch sehr umstritten, weil die Kommission nach dieser Vorschrift am Rat und Europäischem Parlament hätte vorbei entscheiden können. Die Mehrheit der Mitgliedstaaten lehnte eine solche Vorgehensweise der Kommission als undemokratisch ab.
2. Nach Art. 83 Abs. 1 EG-Vertrag hätte die Europäische Gemeinschaft eine Verordnung über die Wettbewerbsmodalitäten im Energiebereich erlassen können. Auch davon wurde kein Gebrauch gemacht.

Offensichtlich war die Zeit für ein wettbewerbspolitisches Handeln der Europäischen Gemeinschaft noch nicht reif.

B. Die aktuellen Wettbewerbsregeln in Europa

I. Richtlinien zur Marktöffnung nach Art. 95 EG-Vertrag

Die Versuche, die europäischen Energiemärkte über die Wettbewerbsvorschriften des EG-Vertrages zu öffnen, waren somit gescheitert. Die Europäische Kommission ging nunmehr den Weg über die Angleichung von Rechts- und Verwaltungsvorschriften nach Art. 95 EG-Vertrag. Rat und Europäisches Parlament waren gefragt, notfalls über eine Mehrheitsentscheidung den Wettbewerb in der Strom- und Gaswirtschaft zu beschließen. Dies geschah etappenweise. Zunächst einigte sich der Energieministerrat über eine Transitrichtlinie, die die Monopole noch weitgehend unangetastet ließ, lediglich grenzüberschreitende Stromlieferungen über große Netze wurden gefördert.

Den eigentlichen Durchbruch erzielte der Energieministerrat 1996 mit Verabschiedung der sogenannten Binnenmarktrichtlinie Elektrizität. Die Mitgliedstaa-

ten verpflichteten sich, ihre Strommärkte stufenweise dem Wettbewerb zu überführen, wobei die Richtlinie lediglich Minimalanforderungen festlegte. 1999 mussten die Strommärkte zu 25 Prozent geöffnet werden. Ein Jahr später im Jahre 2000 erhöhte sich der Grad der Marktöffnung auf 28 Prozent.

Die dritte und letzte Marktöffnungsetappe nach dieser Richtlinie ist gerade vor einigen Wochen, am 19. Februar 2003, vollzogen worden. Demnach müssen die Mitgliedstaaten ihre Strommärkte zu 33 Prozent in den Wettbewerb überführt haben.

II. Uneinheitliche Marktöffnungsgrade

Die Tatsache, dass der Ministerrat sich nur über Minimalanforderungen der Marktöffnung einigen konnte, führte zu einem Wettbewerb mit mehreren Geschwindigkeiten. Daraus ergeben sich erhebliche Wettbewerbsdefizite innerhalb der Europäischen Union.

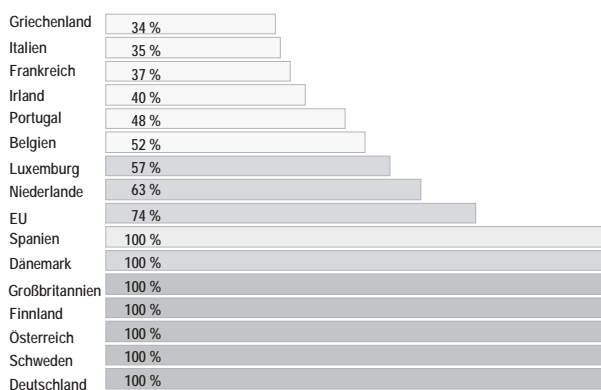


Abb. 1: Unterschiedliche Marktöffnung in der Europäischen Union

Seit Anfang des Jahres 2003 sind es insgesamt sieben Mitgliedstaaten der Europäischen Union, die eine vollständige Marktöffnung ihres Strommarktes vollzogen haben. Die acht übrigen Mitgliedstaaten erfüllen lediglich die Minimalmarktöffnungsquote der Richtlinie von ca. 35 Prozent.

Der unterschiedliche Marktöffnungsgrad innerhalb der Europäischen Union bewirkt, dass die Marktakteure, seien es die Stromversorger, seien es die Stromkunden, unterschiedlich behandelt werden. Wir weisen darauf hin, dass 80 Millionen der Stromkunden in Europa noch immer vom Wettbewerb ausgesperrt sind. Beispielsweise darf ein deutsches Stromversorgungsunternehmen keinen Kunden in

Frankreich beliefern, der weniger als sieben GWh jährlich verbraucht. Hingegen darf ein französisches Elektrizitätsversorgungsunternehmen allen Kunden bis hin zum Haushaltskunden in Deutschland beliefern. Ein wettbewerbswidriges und marktunverträgliches Ergebnis, das auch noch in einem Rechtsakt verankert ist!

Für die ausländischen Stromanbieter bedeutet dies etwa, dass jemand aus einem geschützten Gebiet heraus in ein offenes Gebiet, z. B. dem deutschen Strommarkt, vordringt. Insofern ist es eine der Hauptaufgaben unseres Verbandes, dass wir in Europa zu einem einheitlichen Binnenmarkt kommen. Als es damals zur Verabschiedung dieser Richtlinie kam, dessen Wettbewerbswidrigkeit von den Ministern geduldet wurde, versuchte der Energieministerrat mit Hilfe der so genannten Reziprozitätsklausel diese Wettbewerbswidrigkeit zu heilen.

III. Beseitigung von Wettbewerbsdefiziten mit Hilfe des Reziprozitätsabkommens?

Welche Mittel gibt es, um diese Wettbewerbsdefizite zu verhindern? Die Energieminister hatten sich seinerzeit auf die Reziprozität geeinigt. Nach der Reziprozität kann der Abschluss eines Netznutzungsvertrages abgelehnt werden, wenn die Stromlieferung aus einem weniger geöffnetem Land stammt und für eine Kundengruppe bestimmt ist, die im Herkunftsland des Stromes nicht am Wettbewerb partizipieren darf.

Schon die Tatsache, dass eine solche Klausel erforderlich war, ist der Beweis dafür, dass ein fairer Wettbewerb im europäischen Strommarkt nicht existiert! Die Reziprozitätsklausel wurde vielfach als EG-vertragswidrig qualifiziert. Feststeht, dass die Reziprozität dem Geist des Binnenmarktes, als Raum ohne Grenze widerspricht. Ob die Reziprozität einer gerichtlichen Überprüfung in Luxemburg standhalten würde, bleibt offen.

Im übrigen hat sich die Reziprozitätsklausel in der Praxis als unpraktikabel erwiesen. Es gibt vielfach Möglichkeiten, die Reziprozitätsklausel zu umgehen. Sie ist daher als Korrekturmechanismus für Wettbewerbsdefizite völlig ungeeignet.

IV. Kritische Würdigung alternativer „Wettbewerbsgaranten“

Einen „Regulator“ zu haben oder nicht zu haben, ist das wirklich die Frage? Vielfach wird aus dem Ausland, aber auch in Deutschland die Behauptung aufgestellt, nur mit einem Regulator sei der Wettbewerb im Strommarkt funktionsfähig. Nun, eine Vielzahl von Mitgliedstaaten haben Regulatoren eingesetzt, dennoch herrscht dort alles andere als Wettbewerb! In Frankreich hat der Regulator beispielsweise extrem eingeschränkte Kompetenzen. Die eigentlichen Entschei-

dungen im Strommarkt trifft nach wie vor der Staat, der zugleich auch Anteilseigner ist.

Die gültige Binnenmarktrichtlinie Elektrizität aus dem Jahre 1996 schreibt nicht einmal vor, dass ein Regulator zwangsweise einzuführen ist. Die Rechtslage in Deutschland ohne Regulator ist daher absolut richtlinienkonform.

Was wir brauchen ist ein funktionierender Markt, eine Größe, die anhand von Wettbewerbsindikatoren einfach gemessen werden kann. Hilfreich und sinnvoll ist in diesem Zusammenhang eine Regulierung, und zwar in richtigem Maß. Eine Überregulierung ist kontraproduktiv. Welcher Grad an Regulierung nun marktfördernd ist, hängt von der Ausgangssituation des Marktes im jeweiligen Mitgliedsstaat ab.

Selbstverpflichtungen sind selbstverständlich geeignet, den Markt in sinnvoller Weise zu regulieren, wenn eine große Anzahl von Marktakteuren der privaten Wirtschaft auf diesen Markt anzutreffen sind. Die erforderliche Aufsicht erfolgt in effizienter Weise über die Kartellämter und ist durchaus wirksam.

Bei der Missbrauchsaufsicht haben die Kartellbehörden im Vergleich zu den Unternehmen einen klaren Vorteil. Während die Durchleitung bzw. die Gewährung des Netzzugangs für die Unternehmen ein neues Geschäftsfeld darstellt, bewegen sich die Kartellbehörden bei der Missbrauchsaufsicht über Höhe und Struktur der Netznutzungsentgelte auf vertrautem Terrain. Die Ex-post Kontrolle ist im europäischen Rahmen ein bewährtes Instrument.

Schon zu Monopolzeiten unterlagen die Strompreise für die Industrie im Sonderkundenbereich seit jeher allein der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht. Die Netznutzungsentgelte auf Basis der „VV II plus“ sind letztlich nichts anderes als „Teilstrompreise“. Auch die Kontrollmaßstäbe entsprechen sich weitgehend. Die Kartellbehörden können durchaus auf ein bewährtes, durch langjährige Anwendungspraxis erprobtes Instrumentarium der Missbrauchskontrolle zurückgreifen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die noch gültige Binnenmarkt-Richtlinie „Strom“ sicherlich ein Schritt in die richtige Richtung war. Sie war aber nicht geeignet, einen echten europäischen Strombinnenmarkt herbeizuführen. Sie ist als Zwischenschritt eine wichtige Etappe gewesen. (Mit einer neuen EG-Richtlinie wird nun mit der Vorgabe eines Regulators eine andere Sachlage geschaffen.)

C. Entwicklungsperspektiven des Strombinnenmarktes

Die einzige Möglichkeit, die es gibt, die oben genannten Defizite abzubauen, besteht allein darin, dass die Strommärkte in den einzelnen Mitgliedstaaten vollständig geöffnet werden. Nur dann kann ein echter Strombinnenmarkt entstehen. Nach dem gemeinsamen Standpunkt des Ministerrates am 25. November 2002 wird dies aber erst Mitte 2007 geschehen. Mitte 2004 werden zunächst die Gewer-

bekunden europaweit Zugang zum Netz erhalten. (Die EG-Richtlinie ist zwischenzeitlich im Europäischen Amtsblatt veröffentlicht.)

Einerseits war es zu begrüßen, dass die Minister diesen Schritt beschlossen haben. Andererseits aber ist vorprogrammiert, dass die z. Zt. noch existierenden Wettbewerbsdefizite bis Mitte 2007 anzutreffen sein werden und zwar zu Lasten der Unternehmen aus Mitgliedstaaten, die bereits jetzt die volle Liberalisierung beschlossen haben.

I. Unbundling und weitere Strategien zur Wettbewerbsintensivierung

Lassen Sie mich nunmehr auf das Unbundling eingehen, einen wesentlichen Bestandteil des gemeinsamen Standpunktes. Welche Form von Unbundling ist zur Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs erforderlich?

Transparenz muss geschaffen und Diskriminierung verhindert werden. Hierzu zählt auch das Verbot von Quersubventionierungen.

Um diesen Prinzipien gerecht zu werden, reicht

- eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung des *Übertragungsnetzes* und
- eine rechnungsmäßige sowie eine durchdachte organisatorische Separierung des *Verteilernetzes* aus.

Im *Übertragungsnetz*bereich ist das gesellschaftsrechtliche Unbundling in Deutschland bereits erfolgt. Bezüglich des Unbundling ist daher nur der Bereich der Verteilernetze von Interesse.

Die gesellschaftsrechtliche Entflechtung des *Verteilernetzes* bringt keine zusätzlichen Vorteile für den Markt. Eher könnte sie die letztlich vom Kunden zu tragenden Kosten hochtreiben. Dem haben die Energieminister am 25. November 2002 in ihrer Entscheidung Rechnung getragen. Der gemeinsame Standpunkt des Rates lässt als Alternative zum gesellschaftlichen Unbundling Lösungen zu, die ergebnisäquivalent sind.

Die Verbände der Energiewirtschaft sowie die Industrie arbeiten gemeinsam intensiv an einem sogenannten Code of Conduct. Worum geht es dabei? Der Richtlinienentwurf enthält in dem entscheidenden Artikel einige Mindestvorgaben, die überwiegend auf die organisatorische Entflechtung zielen. Hier soll durch den Code of Conduct mehr Berechenbarkeit geschaffen werden. Identifiziert werden z. B. im Detail die Unternehmens-Prozesse, die sensibel sind. Ihnen werden konkrete Pflichten zugeordnet. Das hilft dem Markt, gibt aber auch den Unternehmen der Energiewirtschaft eine Richtschnur für ihre Reorganisation. Ich habe mit Bedacht von den Unternehmen der Energiewirtschaft gesprochen. Denn auch die Gaswirtschaft beteiligt sich an der Erarbeitung des Code of Conduct.

II. Ownership-Unbundling

Was verbirgt sich hinter diesem Begriff? Ownership-Unbundling bedeutet die eigentumsrechtliche Enteignung der Versorgungsunternehmen in Bezug auf ihre Netze. Ein solches Unbundling würde einen Eingriff in die eigentumsrechtliche Unternehmensstruktur mit sich bringen. Dies ist in Deutschland aus verfassungsrechtlichen Gründen nicht zulässig. Der Ministerrat hat diese Art von Unbundling bereits in seiner Entscheidung vom 25. November 2002 verworfen.

III. Das Problem uneinheitlicher Netznutzungsentgelte und ihre Ursachen

Besonderes Augenmerk im EU-Binnenmarkt wird auf die Entgelte für die Nutzung der Stromnetze gelegt. Deutschland wird in diesem Zusammenhang stets kritisiert, da die Netznutzungsentgelte im Verhältnis zu anderen Mitgliedstaaten höher ausfallen. Ein Blick auf den Stromverbrauch je Haushalt in Europa belegt die unterschiedlichen Ausgangssituationen. Da die Höhe der Netznutzungsentgelte im wesentlichen fixkostenbestimmt ist, ergeben sich in den skandinavischen Ländern mit ihrem mehrfach höheren Stromverbrauch (vgl. Abb. 2) zwangsläufig niedrigere Netznutzungsentgelte. Dies zeigt sich auch beim Vergleich der Netznutzungsentgelte für Haushalte zwischen Deutschland und Schweden.

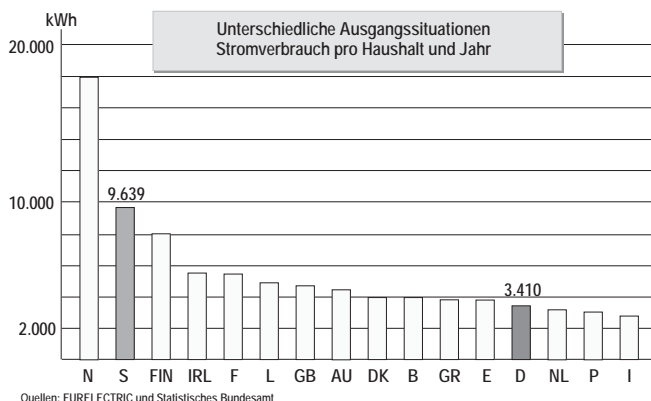
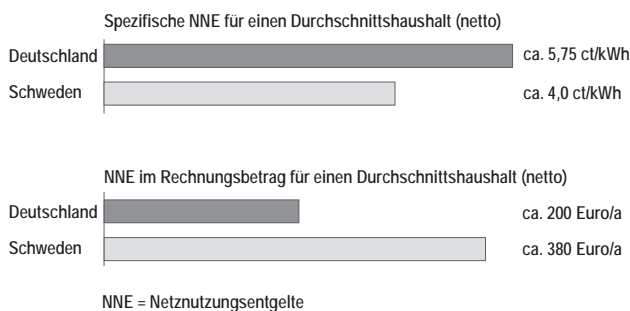


Abb. 2: Stromverbrauch

Erwartungsgemäß liegt der Wert in Schweden mit vier Cent je kWh niedriger als in Deutschland. Aber: Der Haushaltskunde in Schweden kann nach einer vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) in Auftrag gegebenen Stu-

die jährlich bis zu 200 Euro mehr an seinen Netzbetreiber zahlen als sein Pendant in Deutschland.



Quellen: Europäische Kommission, 2. Benchmarkingbericht, Oktober 2002; Eurelectric, November 2001; Statistisches Bundesamt

Abb. 3: Netznutzungsentgelte im Vergleich

Wegen der großen Zahl von rund 900 Netzbetreibern in Deutschland mit unterschiedlich strukturierten Netzgebieten stellt sich die Kosten- und Preissituation in Abhängigkeit von topografischen Beschaffenheiten, Umfang der notwendigen Verteilungsanlagen, Verbrauchsdichte, Kundenstruktur etc. sehr unterschiedlich dar. Jeder Netzbetreiber muss seine Preise nach seinen individuellen Kosten kalkulieren. Und diese individuellen Kosten sind auch sehr stark von der Konfiguration der Mittel- und Niederspannungsnetze abhängig. Es ist ein großer Unterschied, ob die Kunden über eine Stickleitung mit geringerer Versorgungsqualität oder mit deutlich höherer Versorgungsqualität und Zuverlässigkeit über vermaschte Ringleitungen mit eingeschliffenen Stationen versorgt werden.

Wer also die Netznutzungsentgelte international und auch national miteinander vergleicht, sollte sich dann auch die Mühe machen, die Versorgungsqualität und die Zuverlässigkeit mit in Betracht zu ziehen. Die deutschen Stromversorger haben nun einmal die weltweit zuverlässigsten Netze und die geringsten Ausfallzeiten. Während in Deutschland etwa 15 Minuten Stromunterbrechung auftreten können, liegt der Vergleichswert in Frankreich mit 150 Minuten zehn Mal so hoch. In Italien können jährlich 300 Minuten Stromunterbrechung auftreten. Diese Qualität kann es nicht zum Nulltarif geben.

IV. Das Strukturklassenmodell zur Analyse von Netznutzungsentgeltdifferenzen

Die Verbändevereinbarung über den Zugang zu den Stromnetzen, die „VV II plus“, trägt den strukturbedingt und qualitätsbedingt unterschiedlichen Netz-

nutzungsentgelten durch ein sogenanntes Strukturklassenmodell Rechnung. Anhand bestimmter Strukturmerkmale erfolgt eine grobe Sortierung vergleichbarer Netzbetreiber nach insgesamt 18 Strukturklassen. Dies macht die Ursachen für Preisunterschiede transparenter, erleichtert Preisvergleiche, stärkt so den Vergleichswettbewerb zwischen den Netzbetreibern und setzt damit wirksamer als jede staatliche Regulierung nachhaltige Effizienzanreize.

Inzwischen haben mehr als 500 Netzbetreiber ihre Netznutzungsentgelte gemeldet. Diese Unternehmen repräsentieren mehr als 95 Prozent der Netze. Dieser große Erfolg sollte nicht dadurch kleingeredet werden, dass auf die große Zahl noch fehlender Netzbetreiber (überwiegend sehr kleine Unternehmen) hingewiesen wird. Der Verband der Netzbetreiber beim VDEW unternimmt größte Anstrengungen, um die Angaben zu vervollständigen. Die neuen Preisfindungsprinzipien der „VV II plus“ haben darüber hinaus den Kalkulationsleitfaden wesentlich konkretisiert. Sie sind zum Teil restriktiver geworden.

Wir gehen davon aus, dass die bisherige Spreizung der Netznutzungsentgelte dadurch geringer wird und zum anderen die Netznutzungsentgelte im Schnitt sinken werden.

V. Die Verordnung über Modalitäten des Netzzugangs

Der Ministerrat hat am 25. November 2002 eine politische Einigung über den Verordnungsentwurf der Europäischen Kommission bezüglich den Modalitäten des grenzüberschreitenden Netzzuganges erzielt. Diese Verordnung wird erst mit Ablauf der Umsetzungsfrist für die Binnenmarktrichtlinie zum 1. Juli 2004 wirksam. Damit besteht ausreichend Zeit, um – z. B. im Rahmen des Florenz-Prozesses – ein belastbares System von Allokationssignalen zu entwickeln.

Hauptkritikpunkt der Energiewirtschaft in Bezug auf den Verordnungsentwurf der Kommission war der Umstand, dass er praktisch keine Aussagen darüber enthielt, wie ein europäisches Tarifsystem tatsächlich aussehen soll. Dies soll im sogenannten Komitologieverfahren festgelegt werden. Im Ergebnis kann der Rat nach dem Komitologieverfahren (Regulierungsausschuss) mit einer qualifizierten Mehrheit verhindern, dass die Kommission ihre Vorstellungen durchsetzt. Die Alternative – die Verabschiedung der Leitlinien im Rahmen einer Tochterverordnung – war nicht mehrheitsfähig. Folgende Verbesserungen gegenüber dem Kommissionsvorschlag konnten indes erreicht werden:

- Die Leitlinien müssen Regeln für geeignete und effiziente Allokationssignale enthalten.
- In einer Protokollerklärung verpflichtet sich die Kommission, keine Vorschläge gegen eine Mehrheit im Rat durchsetzen zu wollen und der Rat weist seinerseits in einer Protokollerklärung darauf hin, dass dies im Hinblick auf die sensible Materie notwendig sei.

VI. Weitere Aspekte der Binnenmarktrichtlinie

Die Energieminister haben sich am 25. November 2002 noch auf eine Reihe weiterer Regelungen verständigt, so z. B. auf die

- Sicherstellung der Grundversorgung für Haushalte und Kleingewerbe und die
- Kennzeichnung von Strom: Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen Angaben über die zum Einsatz kommenden Energieträger, Angaben zu den CO₂-Emissionen sowie Angaben zu radioaktiven Abfällen machen.

Für die Energiewirtschaft bedeuten diese Vorgaben einen zusätzlichen bürokratischen Aufwand, der naturgemäß auch Kosten verursacht. Insoweit sind diese Vorgaben aus unserer Sicht nicht immer geeignet, den Wettbewerb zu fördern, sondern sie belasten eher die Strompreise. Deshalb sind wir nicht von der Wettbewerbskonformität aller Vorgaben überzeugt.

D. Zusammenfassung

Die Ausführungen lassen sich in vier Thesen zusammenfassen:

1. Einen funktionierenden Wettbewerb im Energiebereich innerhalb der Europäischen Union gibt es nicht. Voraussetzung hierfür wäre die vollständige Marktöffnung in allen Mitgliedstaaten der EU. Der Energieministerrat hat sich zwar auf ein festes Datum verständigt, bis dahin – bis zum 1. Juli 2007 – werden die z. Zt. festzustellenden Wettbewerbsdefizite weiterhin Realität bleiben.
2. Wirtschaftsteilnehmer aus liberalisierten Märkten werden benachteiligt. Dies steht im Widerspruch zum Geist des Europäischen Binnenmarktes, der jegliche Art von Diskriminierung verbietet. Bis zur vollen Marktöffnung 2007 wird sich die Wettbewerbssituation für deutsche Elektrizitätsunternehmen auf nicht geöffneten Nachbarmärkten kaum verändern.
3. Das deutsche Wettbewerbssystem ohne Regulator, aber mit dem richtigen Maß an Regulierung hat sich bewährt. Die Aufsicht durch die Kartellbehörde des Bundes und der Länder ist wirksam. Die Energierechtsnovelle mit der rechtlichen Verankerung der „VV II plus“ und dem Sofortvollzug für Kartellverfügungen geht diesen Weg konsequent weiter. Sie wird den Wettbewerb im Strommarkt nochmals verstärken. (Diese Argumente müssen bei der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie „Elektrizität“ in nationales Recht beachtet werden.)
4. Die Energiewirtschaft arbeitet an einem sogenannten Code of Conduct.

Energiebörsen als innovative Handelsmodelle

**Ein Erfahrungsbericht aus Sicht
der European Energy Exchange AG**

Von Carlhans Uhle, Leipzig

A. Einführung

Die European Energy Exchange AG (EEX) ist die Strombörse in Deutschland. Sie ist aus der Fusion der LPX Leipzig Power Exchange und der European Energy Exchange, Frankfurt – beide hatten ihren Betrieb im Jahr 2000 aufgenommen – hervorgegangen und hat ihren Sitz in Leipzig. Die folgenden Ausführungen beabsichtigen einen Überblick über Funktionsweise und die bisherigen Erfahrungen der Strombörse European Energy Exchange AG im europäischen Strommarkt.

Die European Energy Exchange ist ein Dienstleistungsunternehmen, das sich an alle Großhandelsteilnehmer des Strommarktes wendet (also Energieversorger, Stadtwerke, Industriekunden etc.).

Strombörsen sind ein wesentlicher Teil liberalisierter Energiemärkte. Die Deregulierungsschritte durch das Energiewirtschaftsgesetz von 1998 waren also Voraussetzung für die Entstehung solcher Börsen in Deutschland. Kennzeichen eines liberalisierten Marktes ist es gerade, dass es im Prinzip möglich ist, Stromlieferanten frei zu wählen; Angebot und Nachfrage sollen den Preis frei bestimmen können. Sind diese Bedingungen gegeben, erscheint es sinnvoll, den Handel institutionalisiert an einer Börse zu etablieren, um die Transaktionen effektiver durchführen zu können. Im Vergleich zur individuellen Vertragsgestaltung im Rahmen von Over-the-counter-Geschäften spart die Zusammenführung von Anbietern und Nachfragern an einer Börse u. a. ein erhebliches Maß an Transaktionskosten.

Die Marktteilnehmer sehen sich seit der Liberalisierung mit neuen Risiken (Preis- und Kontrahentenrisiko) konfrontiert, was das Bedürfnis nach einer effizienten Risikosteuerung weckt. Eine Strombörse trägt dazu bei, die genannten Bedürfnisse zu befriedigen. So ermöglicht sie in Form eines Terminmarktes den standardisierten Handel mit Futures auf elektrischen Strom, die als Instrumente zur Absicherung der Risiken im Strommarkt dienen.

Soll sinnvoll über Strombörsen diskutiert werden, so sind einige Aspekte zu beachten. Zum einen muß man sich – insbesondere dann, wenn wettbewerbstheo-

retisch über Strommärkte diskutiert werden soll – die physischen Besonderheiten des Gutes Strom vor Augen halten. Strom ist ein Gut, das nicht speicherbar ist. Daraus resultieren erhebliche Schwankungen im Preis, was wiederum hohe Risiken für die Marktteilnehmer bedeutet.

Darüber hinaus ist zu bedenken, dass Strombörsen abhängig vom Wettbewerbsumfeld sind. Sie funktionieren zufriedenstellend nur in einem hinreichend liberalisierten Umfeld. Wesentliche Voraussetzung ist dabei vor allem die Regelung der Durchleitungsbedingungen und -entgelte.

Strombörsen unterscheiden sich je nach Auswahl des zugrunde liegenden Handelsmodells sehr stark. Die European Energy Exchange hat sich bei ihren Kunden dabei an das Modell Skandinavien angelehnt, das nach sorgfältiger Prüfung als einzig sinnvolles Referenzmodell identifiziert wurde.

B. Grundlagen des Stromhandels in Deutschland

Wie für andere Börsen auch gelten für Energiebörsen die Vorgaben des Börsengesetzes. Als Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde fungiert die zuständige Aufsicht des Freistaates Sachsen, nämlich das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit. Der Ablauf des Handels ist in der Börsenordnung der EEX und weiteren Bestimmungen dazu geregelt. Darin ist unter anderem auch festgelegt, wer an dem Handel teilnehmen darf.

Betätigung im Strommarkt über den Börsenhandel setzt einen Netzzugang ebenso voraus wie ein Vertragsverhältnis mit einem Netzbetreiber. Ebenso wird ein Bilanzkreisvertrag benötigt (d. h. lediglich die saldierte Einspeisung in das Stromnetz und die Entnahme daraus ist relevant.) Dies gilt analog für den bilateralen Handel.

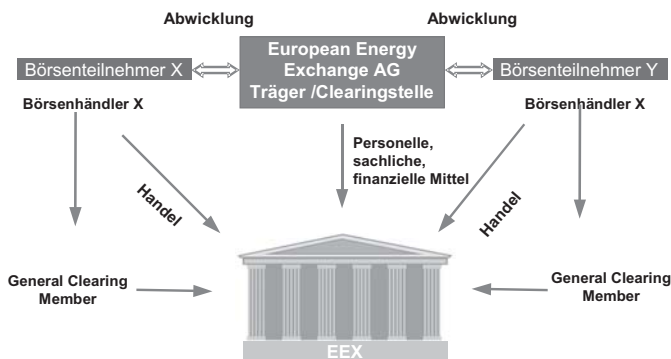


Abb. 1: Rolle der Börse

Abbildung 1 gibt einen Überblick der Rolle der Börse (am Bsp. des Terminmarktes). Das deutsche Börsengesetz unterscheidet in diesem Zusammenhang zwischen der öffentlich-rechtlichen Börse, wo der eigentliche Handel getätigt wird und dem privatrechtlichen Teil (Trägersgesellschaft) ist für die Abwicklung aller Geschäfte zuständig.

Die Trennung von Handels- und physischer Ebene wird aus Abbildung 2 deutlich. Die EEX ist für den Handel zuständig, die physischen Aspekte des Handels werden von den Netzbetreibern übernommen. Um die Lieferung des Stroms zu veranlassen, erhalten Stromverkäufer, -käufer und Netzbetreiber einen sog. Fahrplan, der die zu liefernden Mengen bzw. die verfügbaren Strommengen festlegt.

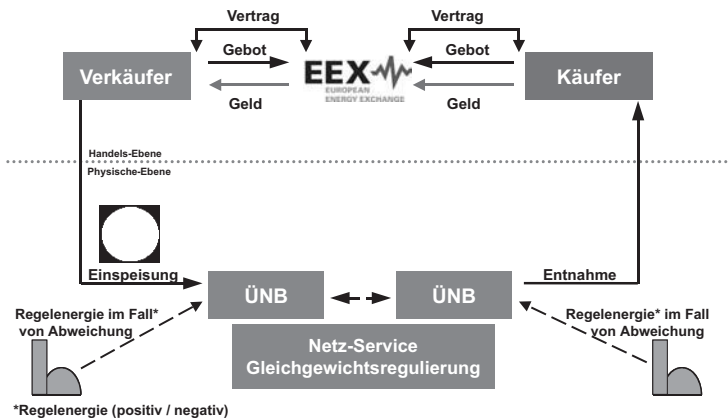


Abb. 2: Monetäre, vertragliche und physische Beziehungen

Analog zu anderen Warenbörsen existiert auch bei Strombörsen die Unterscheidung zwischen Stromspot- und Stromterminmarkt, je nach Abstand zwischen Börsenabschluss und Erfüllung der sich daraus ergebenden Verpflichtungen. Auch die Leipziger Strombörse ruht auf diesen beiden Säulen.

Beide Marktformen seien kurz skizziert, bevor sie in den folgenden Kapiteln näher dargelegt werden. Der Spotmarkt ist als sogenannter Day-Ahead-Markt ausgestaltet, das bedeutet, der Handel wird einen Tag vor der physischen Erfüllung durchgeführt. Dabei bedient man sich der Handelsform einer geschlossenen Auktion mit einmaliger Preisermittlung. Gehandelt werden dabei Stundenkontrakte und Blockkontrakte. Neben dieser geschlossenen Auktion mit einmaliger Preisermittlung kennt der Spotmarkt auch den fortlaufenden Handel, bei dem die Preise fortlaufend ermittelt werden. Auf diesem Wege werden Baseload- und Peakload-Kontrakte gehandelt.

Beim Terminmarkt erfolgt der Handel einen Monat bis drei Jahre im voraus. Gehandelt werden rein finanzielle Verträge in Form von Futures, also die vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge Energie zu einem festgelegten Preis in der Zukunft zu kaufen oder zu liefern; eine physikalische Erfüllung ist dabei zunächst nicht vorgesehen, wird aber durch Kopplung von Spot- und Terminmarkt sehr effizient durchgeführt. Der Handel wird in kontinuierlicher Form durchgeführt. Während der Handelsphase ist ständig die Abgabe von Geboten möglich.

C. Spotmarkt

Der EEX Spotmarkt beruht in einem wesentlichen Teil auf dem Auktionsprinzip. Dieses ist dadurch gekennzeichnet, daß alle Gebote gesammelt werden und zu einem bestimmten Zeitpunkt (12.00 Uhr) zur Preisfestsetzung herangezogen werden. Beim EEX Spotmarkt tragen sowohl Angebot als auch Nachfrage zur Preissetzung bei, d. h. es handelt sich um eine zweiseitige Auktion. Die abgegebenen Gebote eines Marktteilnehmers sind den übrigen Marktteilnehmern nicht bekannt (geschlossenes Orderbuch). Auf diese Weise werden Markt- und Preisbeeinflussungsstrategien verhindert oder zumindest minimiert.

Die Auktion basiert auf den Geboten der Teilnehmer. Das bedeutet, der Teilnehmer stellt einen Plan auf, welche Verkäufe und Käufe er in den 24 Stunden des nächsten Tages unter Nutzung des Spotmarktes tätigen möchte. Dabei sind preisabhängige und preisunabhängige Stundengebote zu unterscheiden. Ein Beispiel für ein Gebot zeigt die untenstehende Tabelle:

Stunde	0	6,9	7	16,9	17	17,1	17,2	149,9	150	3000
1	200,0	200,0	100,0	100,0	0,0	-75,0	-75,0	-75,0	-275,0	-275,0
2	154,9	154,9	42,6	42,6	6,3	6,3	0,0	0,0	-20,0	-20,0
3	-57,0	-57,0	-100,0	-100,0	-100,0	-175,0	-175,0	-175,0	-325,0	-325,0
4	200,0									200,0

Abbildung 3: Gebot im Auktionsmarkt

Die Gebote werden täglich bis um zwölf Uhr für jede Stunde des folgenden Tages abgegeben.

Die Teilnahme am Auktionsmarkt ist technisch leicht möglich. Die Teilnehmer erhalten von EEX die erforderliche Software und benötigen darüber hinaus lediglich einen Internet-Zugang.

Sind alle Gebote abgegeben, dann wird mit Hilfe des EDV-Systems die Preis- und Volumenkalkulation für den Folgetag vorgenommen. Abbildung 4 gibt das dabei verwendete Grundprinzip wider.

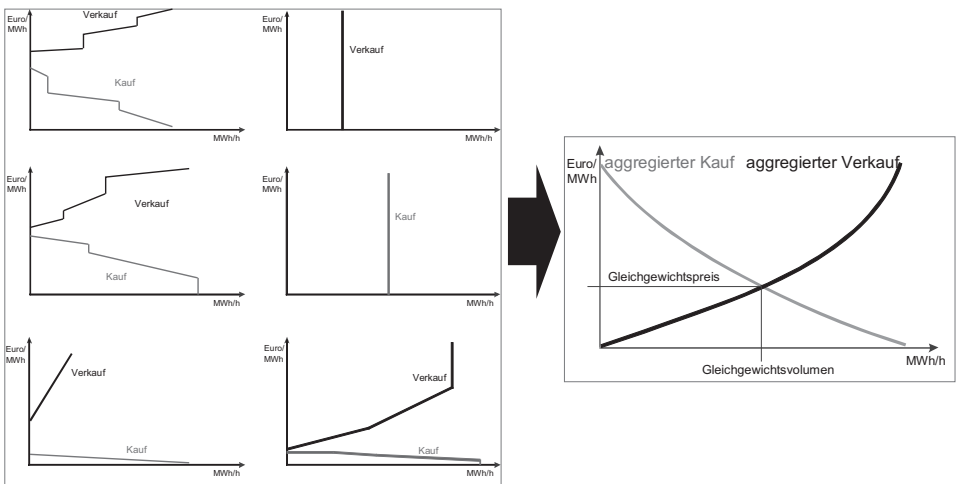


Abbildung 4: Auktion

Die Gebote werden zu einer Angebots- und Nachfragekurve für das deutsche Stromnetz aggregiert. Im Schnittpunkt entsteht ein markträumendes Gleichgewicht mit einem für ganz Deutschland (faktisch ist die European Energy Exchange aufgrund der geographischen Lage des deutschen Netzes und des hohen Anteils europäischer Teilnehmer längst der Preisindikator für Zentraleuropa) gültigen Preis. Es ist oft nicht sinnvoll, den Stromkauf oder -verkauf nur für einzelne Stunden vorzunehmen. Aus Wirtschaftlichkeitsgründen werden daher einzelne Zeitintervalle bedient, etwa Base Load oder Peak Load. Diese „Blöcke“ sind jedoch in der Stundenauktion integriert. Ein Stromversorgungsunternehmen erhält den Zuschlag für

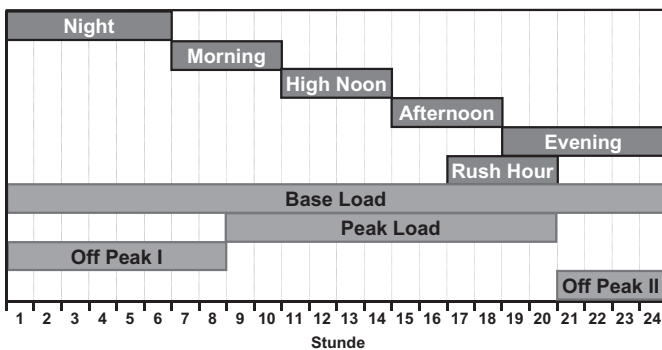


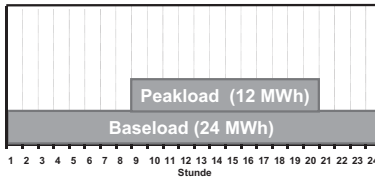
Abbildung 5: Blöcke in der geschlossenen Auktion

einen Zeitblock, beispielsweise einem Afternoon-Zeitintervall, nur dann, wenn der Preis des Intervalls dem Preis entspricht, der für die Summe der einzelnen Stunden dieses Intervalls zu zahlen ist (Abb. 5).

Diese Form der täglichen Auktion ist in Deutschland etabliert. Sie scheint sich als Standard für Europa durchzusetzen.

Neben der täglichen Auktion hat der EEX den fortlaufenden Handel als Spot-handelssystem. Dieser fortlaufende Handel basiert auf dem Xetra-System.

- Base- und Peakload Kontrakte von Montag bis Freitag:



- Baseload Kontrakte für die Wochenenden:

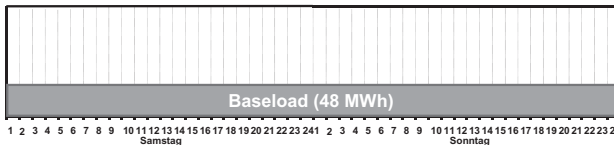


Abb. 6: Fortlaufender Handel

Gehandelt werden morgens Peakload- sowie Baseload-Produkte für den folgenden Tag.

Ein praktisches Beispiel soll die Ausführungen noch verdeutlichen:

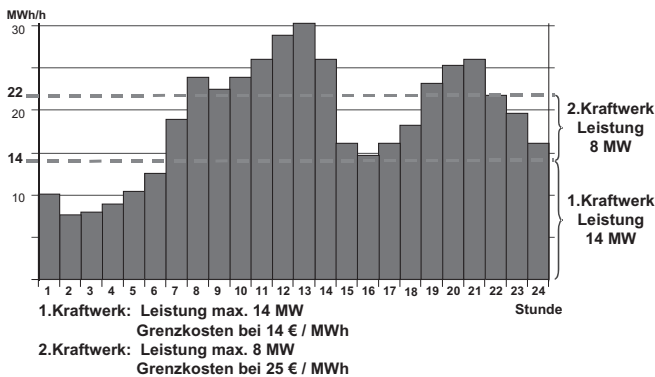


Abb. 7: Lastgang

Der obige Kurve sei der prognostizierte Lastgang eines Energieversorgungsunternehmens (EVU) für den folgenden Tag. Das EVU verfüge über zwei Kraft-

werke mit einer Leistung von 14 bzw. 8 Megawatt mit Grenzkosten in Höhe von 14 €/MWh bzw. 25 €/MWh. Wie kann das EVU nun sein Produktionsportfolio optimieren?

Die Überlegung der EVU ist nun, wann sich der Betrieb der Kraftwerke lohnt sowie zu welchen Zeiten sie Strom kaufen bzw. verkaufen sollen. Abb. 8 verdeutlicht die Entscheidungssituation und die Börsenhandelsaktivitäten des Kunden.

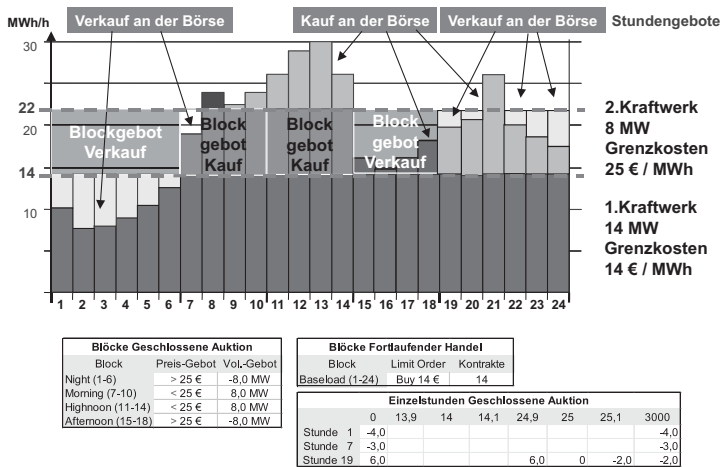


Abb. 8: Optimierung des Produktportfolios

D. Terminhandel

Die Tätigkeit als Unternehmen auf Strommärkten ist mit Risiken verbunden, insbesondere bei einem Gut, das großen Preisschwankungen ausgesetzt ist. Mit Hilfe des Terminmarktes können die Marktteilnehmer das Marktpreisrisiko, das Kontrahentenrisiko, das Volumenrisiko, das Basisrisiko und das Liquiditätsrisiko steuern. So bieten beispielsweise EEX-Futures die Möglichkeit, Festpreisgeschäfte für zukünftige Stromlieferungen abzuschließen, um auf diese Weise die Auswirkungen von Preisschwankungen zu kompensieren (Marktpreisrisiko). Das Kontrahentenrisiko besteht im Ausfall eines Geschäftspartners. Die EEX und die Clearingbanken sichern gegen dieses Risiko ab, indem sie die Erfüllung der Geschäfte sicherstellen. Ein liquider Terminmarkt ermöglicht eine schnelle und flexible Anpassung an veränderte Volumenerfordernisse (Volumenrisiko). Die Gestaltung des EEX-Futures schließt auch das Basisrisiko faktisch aus.

Für diesen Markt seien im folgenden die wesentlichen Grundprinzipien erläutert. Die am Terminmarkt gehandelten Produkte sind Futures-Kontrakte. Diese

werden nicht physisch erfüllt. EEX Quartals- und Jahreskontrakte werden durch Kaskadierung erfüllt, Monatskontrakte werden finanziell erfüllt. Da Futures den Spotpreis zur Basis haben, können sie auch zum physischen Kauf oder Verkauf genutzt werden. Futures können also auch als Hedge-Instrument eingesetzt werden. Bei jeder Positionseröffnung ist eine Basissicherheit zu hinterlegen, sie ist während der gesamten Kontraktlaufzeit gebunden. Sie soll das Risiko der maximal anfallenden Kosten für die Glattstellung aller offenen Positionen eines Handelsteilnehmers am nächsten Börsentag abdecken.

Die Wertveränderung der Futuresposition ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Abrechnungspreis des aktuellen Tages und dem Abrechnungspreis des Vortages. Diese Wertveränderung multipliziert mit dem Kontraktvolumen und der Kontraktzahl führt zur täglichen Gutschrift oder Nachschußverpflichtung (Variation Margin). Intra day Margin heißt die Sicherheitsleistung, die ein Clearing-Mitglied auf Anforderung der EEX AG bzw. ein Handelsteilnehmer auf Anforderung des Clearing-Mitglieds für seine offenen Positionen in außergewöhnlichen und hochvolatilen Marktsituationen noch während eines Börsentages hinterlegen muß.

Der EEX-Terminmarkt ist ein sehr wesentlicher Preis-Indikator für Strom-Termingeschäfte geworden. Er hat sich seit Juli 2002 – Vollzug der Fusion der Strombörsen und Durchführung der Futures vom Börsenplatz Leipzig sowie Neugestaltung der Produkte – eine außerordentlich positive Entwicklung genommen. Die sehr hohen Volumina zeigen, dass die in 2001 und 2002 erfolgte Konzipierung der Produkte die Bedürfnisse des Marktes und die o. g. Risiken abdeckt. Leipzig ist in den 12 Monaten seit Juli 2002 (Einreichungsfrist für die Überleitung des Redetextes ist 1. 8. 2003) zu einer führenden Warenterminbörse geworden.

E. Ausblick

Insgesamt lässt sich feststellen, daß eine Strombörse eine wichtige Funktion in einem liberalisierten Markt zukommt. Neben den Vorteilen des standardisierten Handels erleichtert sie auch den Abschluß von individuellen Verträgen und das damit verbundene OTC-Clearing. Der finanzielle Markt weist deutlich höhere Volumina auf als der physische Handel. Dennoch bleibt letzterer die Grundlage. Wenn der physische Energiemarkt nicht funktioniert, dann kann auch kein Terminhandel darauf aufbauen. Ein funktionierender Terminhandel ist somit (im Stromhandel) von einem funktionierenden physischen Energiemarkt abhängig. Deutschland hat hier aufgrund seiner Lage in Kontinentaleuropa ideale Voraussetzungen für eine zentrale Rolle in dieser Region als Plattform für den Stromhandel. Die weitere Entwicklung in dieser Frage wird jedoch weitgehend von der Verbesserung der Kapazitäten, die für den Handel zwischen den einzelnen Ländern zur Verfügung stehen. Für EEX bieten – neben der geographischen Entwicklung – neue Produkte im Energiemarkt eine mögliche Entwicklungsperspektive.

Die Neuordnung der Gasmärkte als unternehmerische und politische Herausforderung

Von *Bernd Rudolph*, München

A. Die Thüga-Gruppe

Die Thüga AG ist eine Energieholding, die an endverteilenden Gas-, Strom- und Wasserunternehmen im In- und Ausland – hier insbesondere Italien – beteiligt ist. Die Thüga wurde 1867 in Gotha gegründet und hatte – dies darf an diesem Ort nicht unerwähnt bleiben – von 1872 bis 1948 ihren Sitz in Leipzig. Geschäftsmodell der Thüga war bereits im 19. Jahrhundert der Betrieb von Strom- und Gasversorgungen – Gasversorgungen damals häufig nur zum Zwecke der Straßenbeleuchtung – zusammen mit kommunalen Partnern, die in gemeinsamen Gesellschaften die Mehrheit hatten.

Die Thüga, die als Folge der deutschen Teilung rund die Hälfte ihres Gesellschaftsvermögens verlor und 1948 ihren Sitz von Leipzig nach Köln, dann 1980 nach München verlegte, hat spätestens seit den 1970er Jahren erhebliches Beteiligungsvermögen hinzu erworben: Maßgebend hierfür waren unter anderem erhebliche Investitionen in die kommunale und regionale Erdgasversorgung, zuletzt in den 1990er Jahren in Ostdeutschland.

Einen außerordentlichen Wachstumsschub für die Thüga brachte die Liberalisierung der Energiemärkte. Viele große, mittlere und kleinere Kommunen suchten die Thüga als strategischen Partner, um ihre Stadtwerke fit für den Wettbewerb zu machen. Komplettiert wurde die Entwicklung in den vergangenen zwei Jahren durch Zusammenführung wesentlicher Teile der Stadtwerke-Aktivitäten der Kölner rhenag und der Münchener Contigas bei Thüga, die Folge konzernmäßiger Bereinigungen aus den Fusionen RWE / VEW und VEBA / VIAG waren.

Heute ist Thüga in Deutschland an knapp 130 Unternehmen im Gas-, Strom- und Wasserendkundengeschäft beteiligt, die als sogenannte Thüga-Gruppe folgende Kennziffern repräsentieren:

Charakteristisch für die Thüga-Gruppe ist ihr kommunales Gepräge. In der Regel haben Kommunen im Rahmen sogenannter „Private Public Partnerships“ die Mehrheit an den Gesellschaften. Im Schnitt halten die kommunalen Partner 65 % der Gesellschaftsanteile in der Thüga-Gruppe. Um den gemeinsamen Gesellschaft-

Tabelle 1

Kennziffern der Thüga-Gruppe (2002)

Anzahl der Unternehmen	126
Umsatz in Mrd. €	9,0
Gasabsatz in Mrd. kWh	188,3
Stromabsatz in Mrd. kWh	24,7
Wasserabsatz in Mio. m ³	221
Gaskunden (Tsd.)	3.405
Stromkunden (Tsd.)	2.750
Mitarbeiter	17.370

ten ein unternehmerisches und marktorientiertes Gepräge zu geben, übt Thüga verschiedene Funktionen – insbesondere Consulting-Funktionen – gegenüber den Gesellschaften aus.

Wesentlich ist aber auch die Funktion der Thüga als Moderatorin in der Thüga-Gruppe zur Erzielung von Größeneffekten. Neben Maßnahmen z. T. gemeinschaftlicher rationeller Betriebsführung, sind insbesondere die Einrichtung von gemeinsamen Handelsgesellschaften für den Strom- und Gasmarkt zu erwähnen: Syneco und Deutsche Erdgashandelsgesellschaft. Es handelt sich um Gemeinschaftseinrichtungen der Beteiligungsgesellschaften, also Gesellschaften, die nicht im Mehrheitsbesitz der Thüga stehen. Die Gesellschaften kaufen in nicht unerheblichem Maße auf dem deutschen und europäischen Markt Strom ein und sind vorbereitet, dasselbe bei Gas zu tun. Die Thüga-Gruppe ist die größte kommunale Energie-Gruppe in Deutschland. Sie repräsentiert im Bereich der Gasendverteilung über 20%, bei Strom rund 5% des deutschen Marktes.

Die Thüga AG selbst gehört seit vielen Jahrzehnten zur VEBA-, jetzt E.ON-Gruppe, die bis vor einem Jahr rund 60% der Anteile hielt. Nach Ausstieg der Bayerischen Landesbank aus dem Gesellschafterkreis (bisher 25%) sowie nach Eintritt der Ruhrgas (bisher 10%) in die E.ON-Gruppe, sind nunmehr fast alle Anteile der Thüga im Besitz der E.ON-Gruppe.

B. Der Wärmemarkt als zentraler Bezugspunkt für Auf- und Ausbau der bisherigen Erdgasversorgung in Deutschland

Als in den 1970er Jahren Erdgas auf den deutschen Markt kam, entsprach es allgemeinem Verständnis, dass Gas nicht auf einem eigenen Markt, sondern auf dem Wärmemarkt verkauft wird. Dies reflektierte Erfahrungen nach den Ölkrisen.

Erdgas als „Newcomer“ auf dem von Heizöl dominierten Wärmemarkt erschien energie- und wettbewerbspolitisch wünschenswert. Dabei war Gas damals keineswegs „Newcomer“. In Wirklichkeit feierten viele Gasversorger Anfang der 1970er Jahre ihr „Comeback“: Zuvor war das im wesentlichen auf Kohlebasis erzeugte Gas in einem wettbewerblichen Ersetzungsprozess, der bis Ende der 1960er Jahre dauerte, vollständig vom Wärmemarkt verdrängt worden. Gewinner dieses Ersetzungsprozesses war das Heizöl.

Das „Roll Back“ des Erdgases erfolgte unter Wettbewerbsbedingungen und mit Wettbewerbskonzepten. Die Fesseln staatlicher Preisaufsicht – die die für Gas negative Marktentwicklung in der Vergangenheit nicht beeinflussen konnten – waren seit 1959 gelöst (*Verordnung PR 1/59 vom 21. 1. 1959*). Erdgaspreise konnten nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten als Wettbewerbspreise festgelegt werden. Die gesamte Ausrichtung von Gaseinkauf und Gasverkauf, und zwar von der Importseite bis zum Endkunden, war auf Wärmemarkt und damit auf Konkurrenz zum Ölpreis angelegt.

Diese marktwirtschaftliche Ausrichtung war erfolgreich: Der Anteil des Gases von ursprünglich knapp 1 % am gesamten Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik (Anfang der 1960er Jahre) erhöhte sich bis heute auf rund 21,9 % (*Ende 2002*); auf dem Raumwärmemarkt konnte Erdgas (rd. 45 %) in harter Konkurrenz zu Heizöl knapp dessen Spitzenstellung übernehmen.

Der Verkauf von Erdgas im Wettbewerb auf dem Wärmemarkt hat einige charakteristische Besonderheiten: Er findet als Systemwettbewerb statt. Gas kann nicht im Ölbrenner, Öl kann nicht im Gasbrenner verbrannt werden. Die Preiskonkurrenz beider Systeme wird damit nicht auf reiner Brennstoffkostenbasis, sondern auf Gesamtkostenvergleichsbasis ermittelt; eine Vergleichsmethode, in die auch die unterschiedlichen Investitions- und Betriebskosten der Gas- und Ölverbrennung aus Kundensicht einbezogen werden. Bei letzteren Kostenfaktoren hatte und hat Gas Vorteile gegenüber Öl aufgrund der Höherwertigkeit seines Leistungsangebots. Dies waren lange Jahre nicht nur ökologische, sondern stets auch kaufmännisch fassbare Faktoren – man denke nur an die Kosten der Energiebevorratung, die bei Öl dem Kunden, bei Gas dem Lieferanten obliegen.

Kappungsgrenze für die Gaspreise nach oben waren immer die konkurrierenden Ölwärmepreise. Im Industriebereich, wo zum Teil bivalente Brenner verwendet wurden, d. h. jederzeit von Gas auf Öl umgestellt werden konnte, war dies ganz offensichtlich.

Nicht staatliche Regulierung, sondern branchenübergreifende wettbewerbliche Prozesse bestimmten also das Preisniveau, mit dem die Gasunternehmen arbeiten mussten, woran sie beispielsweise die Rentierlichkeit ihres Investitions- und Betriebsaufwands messen mussten. Ein Beispiel: Kein Gasversorger konnte bei Investitionsentscheidungen etwa zum Ortsnetzausbau davon ausgehen, dass seine Investments ohne weiteres wirtschaftlich werden. Einen Anspruch auf staatlich regulierte Kostenerstattung gab es nicht. Das war ein Unterscheidungsmerkmal etwa

zum Strom. Rendite zu erzielen war nur möglich, wenn es dem Gasversorger gelang, hinreichend viele Kunden im Wettbewerb auf dem Wärmemarkt für einen zumindest mittelfristigen Zeitraum für Gas zu gewinnen.

Die Notwendigkeit, ein hinreichendes Verhältnis von Gasabsatz zu Investitions- und Betriebskosten herzustellen, zeigte sich unternehmerisch auf allen Stufen der Gaswirtschaft bis hin zu Produzenten und Importeuren, die deshalb wesentliche Gasmengen in Form von „take or pay“-Verpflichtungen kontrahierten.

Ein letzter, erfolgreicher „Feldversuch“ mit europarelevanter Größendimension auf dieser Basis war der Aufbau flächendeckender Erdgasversorgungen in Ostdeutschland in den letzten 10 Jahren. Ohne staatliche Regulierungsvorgaben, ohne Garantien für die Rentierlichkeit der Anlageninvestitionen, stattdessen mit einem am Wärmemarkt orientierten Konzept wurden Milliardeninvestitionen getätigt. Eine struktur- und umweltpolitisch bedeutsame Gas-Infrastruktur wurde flächendeckend quer über Ostdeutschland gelegt.

Eine für die Praxis spürbare Abkehr von der Wärmemarktbetrachtung begann sich in den 1990iger Jahren abzuzeichnen. So in der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht über Gaspreise im Haushaltskundenbereich. In zwei Musterverfahren entschied der Bundesgerichtshof in den Fällen „Stadtwerke München“ und „Mittelfränkische Erdgas“, Maßstab für kartellrechtliche Preisvergleiche seien die Gaspreise auf anderen örtlichen Märkten unabhängig davon – wie im Falle der „Mittelfränkischen Erdgas“, die sich aktuell in Konkurrenz zu Öl in einer Ausbauphase für eine regionale Gasversorgung befand – ob Gaspreise vor Ort den Test zu Heizöl bestehen oder nicht.

Grundlage dieser BGH-Betrachtung war allerdings das damals noch geltende kartellrechtliche Ordnungssystem, das Gasunternehmen ermöglichte, sich durch Ausschließlichkeitsabsprachen praktisch oder zumindest theoretisch vor der Konkurrenz dritter Gasversorger zu schützen.

C. Von Wärmemarkt- zur Gasmarktbetrachtung: Liberalisierung der Energieversorgung. Ordnungspolitisches Postulat zur Trennung von Transport- und Handelsfunktionen

Aus der noch fiktiven Gasmarktbetrachtung des Bundesgerichtshofs wurde zum 1. April 1998 eine reale Gasmarktsituation. Ausschließlichkeitsrechte für die Strom- und Gasversorgung wurden durch Änderung von Kartell- und Energiewirtschaftsgesetz beseitigt. Der Gas- und Strommarkt wurde vollständig geöffnet. Auslöser dieser Entwicklung waren bekanntermaßen die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität (die mit Novellierung von Energiewirtschaftsgesetz und Kartellgesetz zugleich umgesetzt wurden) sowie die EU-Binnenmarktrichtlinie Erdgas, *die bis*

heute noch nicht vollständig umgesetzt ist, was bekanntermaßen Anlass eines Vertragsverletzungsverfahrens gegen die Bundesrepublik Deutschland ist.

Jeder Gas- und Stromkunde hat seit April 1998 die rechtliche Möglichkeit, seinen Energielieferanten frei zu wählen. Und wie funktioniert das? Im Prinzip dadurch, dass Transport- und Lieferfunktionen der Energieversorgungsunternehmen voneinander getrennt werden. Jeder Energieversorger hat Drittlieferanten die Anlagen diskriminierungsfrei zu gleichen Bedingungen zur Verfügung zu stellen wie dem eigenen Vertrieb. Statuiert ist ein gesetzlicher Netzzugangsanspruch – Deutschland hat sich für ein System des „verhandelten Netzzugangs“ entschieden. Zur Verhinderung von Diskriminierung und Quersubventionierung werden ferner ein buchhalterisches Unbundling zwischen Transport und sonstigen Bereichen (bei Strom bereits umgesetzt, bei Gas steht Umsetzung noch aus, wobei hier Veröffentlichung der Aktivitätenbilanzen nicht vorgesehen ist) vorgeschrieben.

Das „Wie“ des Netzzugangs ist in Deutschland – ungeachtet der Möglichkeit einer Netzzugangsverordnung im Strombereich – nicht geregelt. Das „Wie“ des Netzzugangs wurde dem Ergebnis der Verhandlungen der Verbände der Energiewirtschaft mit den Verbänden der Industrie überlassen. Aktueller Stand bei Strom ist die „Verbändevereinbarung II Strom plus“ vom 13. 12. 2001. Bei Strom wird entsprechend den technisch-physikalischen Realitäten – entgegen Festlegungen in einer ersten Verbändevereinbarung – nicht mehr ein entfernungsabhängiges „Strompfadmodell“, sondern ein entfernungsunabhängiges – briefmarkenähnliches – Netznutzungsmodell zugrunde gelegt. Damit ist ein typisierendes und börsenkompatibles Durchleitungsregime – in das auch früh Haushalts- und Kleingewerbekunden einbezogen wurden – geschaffen. Das System ermöglicht Kunden und Händlern – einschließlich selbstverständlich auch dem in der Thüga-Gruppe zusammengeschlossenen Handel kommunaler Unternehmen – neue Strombeschaffungsoptionen wahrzunehmen.

Was das Durchleitungsregime betrifft, sind die Verhältnisse bei Gas schwieriger als bei Strom. Anders als Strom geht Gas nach den technisch-physikalischen Gesetzen tatsächlich über bestimmte Pfade und hierauf ist die Netzwirtschaft insbesondere im Import- und Ferngasbereich eingestellt. Nach dem aktuellen Stand der Verbändevereinbarung (VV 2 vom 3. 5. 2002) wird deshalb der Gastransport lediglich auf der Endverteilungsstufe entfernungsunabhängig berechnet. Auf der überregionalen Ferngasstufe – was kostenmäßig und unter Vergleichsmarktesichtspunkten (Beispiel Autobahngebühren z. B. in Italien oder Frankreich) nicht von vorne herein als unsachgerecht betrachtet werden kann – entfernungsabhängig.

Die damit verbundene Individualisierung des Transports – neben der Entgeltfrage auch für Fragen des Bilanzausgleichs und für die Vertragsgestaltungstechnik von Bedeutung – macht ein auf Typisierungen und Vereinfachungen zielendes, auch börsenkompatibles Durchleitungsregime schwieriger. Insoweit sind auch für

die Thüga-Gruppe neue Beschaffungsoptionen bei Gas nur unter schwierigeren Voraussetzungen gegeben als bei Strom.

Allerdings dürften sich im Blick auf diese Schwierigkeiten schlichte Rufe nach einem Regulierer nicht als Patentrezept erweisen – angesichts der physikalisch-technischen Besonderheiten von Gaslieferungen, der Entfernungsabhängigkeit als Kostenfaktor und der daraus folgenden wirtschaftlichen und rechtlichen Konsequenzen. Lösungen in Richtung Standardisierung, Transparenz und Börsenfähigkeit des Durchleitungsregimes können nur in gemeinsamer Arbeit der Beteiligten gefunden werden.

Es liegt aber sicherlich nicht nur am Durchleitungsregime, dass der Wettbewerb auf dem Gasmarkt langsamer in Gang kommt als auf dem Strommarkt: Auf dem Strommarkt konnten nach Beginn der Liberalisierung 1998 erhebliche Preisrückgänge im Industrie- und Weiterverteiler-, zum Teil auch im Haushaltskundenbereich festgestellt werden. Die Preissenkungen bezahlten im Wesentlichen die Stromerzeuger. Grund waren Marktprozesse. Unter dem Schutz zulässiger Demarkationsabsprachen wurden in Deutschland – aber auch in Europa – erhebliche Überkapazitäten geschaffen. Nach Öffnung der Strommärkte traten diese Überkapazitäten zueinander in Konkurrenz.

Hierin unterscheiden sich die Verhältnisse zum Gasmarkt deutlich. Gasüberkapazitäten sind bislang nicht in Erscheinung getreten.

- Der Interconnector zwischen Großbritannien und dem Festland hat nicht zu deutlichen Mehrmengen aus Großbritannien geführt; teilweise wird über den Interconnector schon vom Festland bezogen.
- Das Aufbrechen des norwegischen Erzeugerkartells durch die EU-Kommission hat noch keine spürbare Ausweitung des Mengenangebots gebracht.
- Bisherige Gasrelease-Programme z. B. in Italien verhalfen zwar einigen neuen Anbietern zu Gasmengen, schafften aber doch keine Zusatzmengen, die allgemein – und über gesicherte Lieferungen – gekauft werden könnten.

Große Erwartungen auf Preissenkungen durch Produzentenwettbewerb und Gasmengenausweitung auf der Angebotsseite waren bisher nicht realistisch. Dass sich – angesichts des engen Produzentenoligopols – diese Situation in der Zukunft verändert, ist eher unwahrscheinlich.

Und Preissenkungen durch Transportkostenabsenkung? Hier muss erwähnt werden, was zum bisherigen Marktauftritt der Gasversorger auf dem Wärmemarkt gesagt wurde. Die Notwendigkeit, Investments erst durch Akquisitionserfolge in Konkurrenz zu Öl rentierlich zu machen, hat Gasversorger bei ihren Aufwendungen für Investitionen und Betriebsführung vorsichtiger gemacht. Dies gilt insbesondere für solche Gesellschaften, die zur Erschließung regionaler Gebiete neu gegründet wurden. Aus Thüga-Benchmarks kennen wir viele Gesellschaften, bei denen – auch unter Bedingungen von Gas-zu-Gas-Wettbewerb – durch Ablaufopti-

mierungen oder Skaleneffekte nur noch relativ wenig Kosten eingespart werden können.

Eine Transportkostenabsenkung durch praktisches Renditeverbot – wie zurzeit in dem TEAG-Kartellverfahren auf der Stromseite diskutiert – ist keine Lösung: Ein Renditeverbot bedeutet die mittelfristige Aufgabe einer ordentlichen Gas-Infrastruktur. Darauf komme ich aber noch zurück.

D. Ordnungspolitische und unternehmerische Fragen zum Transport von Gas

In Deutschland ist die europäische Gasrichtlinie aus dem Jahre 1998 noch nicht in nationales Recht umgesetzt. Unabhängig davon wird die Gasrichtlinie – ebenso wie die bereits in deutsches Recht umgesetzte Stromrichtlinie – bereits durch einen neuen Richtlinienentwurf überholt.

Kernpunkt einer vorgelegten „Beschleunigungsrichtlinie“ ist die Einführung eines rechtlichen und managementmäßigen Unbundling des Gastransportbetriebs. Ziel ist die bessere Gewährleistung diskriminierungsfreien Netzzugangs und höhere Transparenz der Kosten des Transportbetriebs.

Vertreter des europäischen Parlaments fordern zum Teil sogar eine eigentumsmäßige Trennung von Netz und Vertrieb. Dem Ziel diskriminierungsfreien Netzzugangs soll als weiterer Kernpunkt der „Beschleunigungsrichtlinie“ dessen Regulierung dienen. Die Mehrheit der EU-Mitgliedsstaaten – historisch geprägt durch staatlich geführte Einheitsgesellschaften in Staatsbesitz – präferieren regulatorische Ansätze und haben wenig Verständnis für deutsche Vorbehalte dagegen.

Der Text der neuen Beschleunigungsrichtlinie (Fassung des gemeinsamen Standpunktes vom 3. 2. 2003) enthält konkrete Regulierungsanforderungen, die in nationales Recht umgesetzt werden sollen. Hierzu gehört die „Einrichtung einer oder mehrerer Stellen als Regulierungsbehörde“ mit der Aufgabe, unter anderem Bedingungen für Netzanschluss und Netzzugang (inkl. Tarife), Ausgleichsleistung und Ausgleichsenergie hinsichtlich der Berechnungsmethoden vorab zu genehmigen. Ferner gehört – ex post – dazu, bereits festgelegte oder genehmigte Regulierungen, z. B. nach genehmigten Kalkulationsmethoden ermittelte Entgelte, zu überprüfen.

Die Forderung nach Regulierung wird in Deutschland auch aus Händlerkreisen erhoben, die mit dem gegenwärtigen Netzzugangssystem strom- aber auch insbesondere gasseitig nicht zufrieden sind. Sollte sich der gemeinsame Standpunkt zur Beschleunigungsrichtlinie auf EU-Ebene durchsetzen, wird die Zukunft ein Unbundling von Netz- und Vertriebsbereich im Verteilungsbereich dort vorsehen, wo voraussichtlich mehr als 100.000 Kunden vorhanden sind. Allerdings wird – dank Initiative des deutschen Wirtschaftsministers – noch eine Prüfung gemacht

werden, ob nicht mit anderen Mitteln ein ausreichendes diskriminierungsfreies Netzzugangssystem in den Unternehmen ermöglicht werden kann. In diesem Zusammenhang arbeiten die Verbände zurzeit an einem Verhaltenskodex genannt „code of conduct“.

Ungeachtet der europa- und verfassungsrechtlichen Bedenken, die gegen das legal unbundling vorgebracht werden (Rechtsgutachten Scholz, Baur) muss festgehalten werden, dass jedenfalls auf der Endverteilerstufe ein legal unbundling und dies insbesondere bei kleineren Unternehmen zu erheblichen Potenzierungen des Overhead-Aufwands führen würde. Kostensteigerungen werden also die Folge sein.

Die Verschlechterung der Marktstruktur jedenfalls in Deutschland dürfte eine weitere Folge sein. Viele Ortsgasversorger müssten ihre Sparten fusionieren oder hinsichtlich Teilsparte (z. B. Vertrieb) ganz aus dem Markt ausscheiden. Auch die wettbewerblichen Effekte aus branchenübergreifendem Wettbewerb zwischen Gas, Heizöl und anderen Energieträgern würden durch ein legal unbundling deutlich erschwert. Gerade bei konkurrenzmäßigem Ausbau neuer Ortsnetze bedeutet eine vollständige Trennung von Netzdenken und Vertriebsdenken eine wettbewerbliche Verschlechterung. Nicht vergessen werden darf in diesem Zusammenhang, dass wettbewerbliche Impulse auf dem Gasmarkt in Deutschland – soweit sie in nennenswertem Umfang bislang eingetreten sind – aus einer Verbindung von Netz- und Vertriebsdenken gekommen sind. Beispiele: Der Eintritt von Wingas in den deutschen Gasmarkt aber auch leistungsbezogene Netzinvestitionen, mit denen Endverteiler ihre Position gegenüber Vorlieferanten stärkten.

Die Sichtweise der Thüga ist deshalb: Alle Maßnahmen zur Sicherung diskriminierungsfreien Zugangs zu Gasnetzen ja, legal unbundling nein!

Was die Regulierung betrifft, ist in Deutschland eine ordnungspolitische Forderung nach Regulierungseinführung – was das Marktergebnis betrifft – eigentlich nur von Menschen zu verstehen, die dialektischen Denkens mächtig sind. Immerhin kommen wir im Strombereich aus einem regulierten Preissystem, das 1998 abgeschafft und durch wettbewerbliche Prozesse ersetzt werden sollte.

Nicht preisrechtliche Kostenkalkulationen, sondern Vergleichsmarktbetrachtungen – die bei monopolisierten Netzinfrastrukturen zwar anspruchsvoller, aber durchaus möglich sind – dürften den wettbewerblichen Intentionen der Liberalisierung angemessen sein. Hierzu bietet das deutsche Kartellrecht mit seiner auf wettbewerbliche Prozesse und auf funktionierende Märkte gerichteten Vergleichsmarktbetrachtung einen geeigneten Ansatzpunkt.

Dies allerdings nur, solange Kartellbehörden und Kartellrecht ihren wettbewerbsorientierten Ansatz im Sinne alter Kartellrechtstradition nicht verlassen. Dies scheint aber nicht mehr gesichert: In einem stromseitigen Verfahren zur Überprüfung von Netznutzungsentgelten der TEAG erließ das Bundeskartellamt vor

wenigen Wochen eine Verfügung, in der TEAG eine Absenkung der Netznutzungs-entgelte um 10% vorgeschrieben wird.

Nicht die Anordnung einer Entgeltabsenkung an sich ist das Problematische an diesem Verfahren, sondern dessen Methodik. Das Bundeskartellamt legt seiner Prüfung eine reine Kostenbetrachtung zugrunde. In Art einer Preisaufsichtsbehörde spiegelt das Amt die TEAG-Durchleitungspreise nicht insgesamt an wettbewerblichen Parametern, sondern führt eine rein betriebswirtschaftliche Diskussion um Kostenbestandteile, Kalkulationsansätze und zulässige Verzinsung.

Im Ergebnis gesteht das Amt der TEAG dabei eine Verzinsung eingesetzter historischer Investments in den Anlagenbau von lediglich 4,8% zu. Ein Ergebnis, das auch von seinen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen her in keinem Fall akzeptabel ist.

Wenn Netzzugang dadurch erreicht werden soll, dass Netzbetreiber für ihre Investments eine Verzinsung erhalten, die mittel- und langfristig maximal bei risikoloser Verzinsung öffentlicher Anleihen liegt, bedeutet dies eine administrierte Weglenkung von Kapital aus dem Netzbereich. Die Folgen brauchen nicht beschrieben zu werden: Absenkung von Netz- und damit Versorgungssicherheit in Deutschland. Auch Netzbetreiber können rechnen und wissen, wie sie ggf. ihr Kapital besser anlegen.

E. Gasbezug und Gasverkauf unter Bedingungen des Gaswettbewerbs. Unternehmerische Überlegungen aus Sicht der Thüga-Gruppe

Welche Folgerungen ergeben sich für Unternehmen der Thüga-Gruppe aus dem geänderten ordnungspolitischen Rahmen?

Zunächst zum Gasbezug und Gasverkauf: Typisch für die Unternehmen der Thüga-Gruppe ist derzeit noch Gasbezug über lang laufende Bezugsverträge mit Ölpreisbindung. Die Wirksamkeit dieser langfristigen Bezugsverträge ist in Streit und wird in absehbarer Zeit vom Bundesgerichtshof geklärt sein.

Die Thüga ist der Auffassung, dass bei höherer Liquidität des Gasmarktes das Bezugsverträgesystem reagieren wird. Ähnlich wie beim Strom: Mit zunehmender Liquidität des Stromangebots wurde die Frage der Rechtmäßigkeit langfristiger Laufzeitbindungen faktisch obsolet.

Damit nochmals die Frage nach der Liquidität des Gasmarktes: Angesichts der oligopolmäßigen Struktur in der Gasgewinnung wird der deutsche Markt unseres Erachtens auch zukünftig nicht mit zusätzlichen Erdgasmengen überschwemmt werden. Wir rechnen wohl aber damit, dass zusätzliche Mengen außerhalb lang-

fristiger Bezugsbindungen auf dem deutschen Markt verfügbar sein werden, sei dies als Folge der Ankündigung, dass Mineralölgesellschaften mit eigenen Gasangeboten auf den deutschen Markt kommen, sei dies als Folge von Gasrelease-Maßnahmen aus Fusionsverfahren oder aus anderen Gründen.

Diese freien Mengen werden auch unseren handelsnahen Kunden zur Verfügung stehen. Preise für diese Mengen werden sich ausschließlich nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage an Handelspunkten ergeben. Dies hat die Folge, dass – je nach Marktlage – vertragliche Lieferungen auf Ölpreisbasis an diese Kunden u. U. Wettbewerbsprobleme haben werden. Ziel der Geschäftspolitik der Thüga-Gruppe ist es daher, unsere Beteiligungen auf diese Situation vorzubereiten, das heißt, deren Gasbezüge ohne völlige Loslösung von der Ölpreisbindung partiell zu flexibilisieren.

Dazu müssen Gasangebote an Handelsplätzen angenommen werden. Die angebotenen Produkte müssen unter Einsatz von Optimierungen, Speicher- und Transportkapazitäten strukturiert und unseren Beteiligungen zu möglichst günstigen Bedingungen zur Verfügung gestellt werden.

Zu diesem Zweck hat die Thüga-Gruppe ihren zentralen Handelsplatz für Strom in München darauf vorbereitet, auch Gasprodukte zu kaufen und für die Beteiligungen zu strukturieren. Angesichts der Tatsache, dass der Aufbau eines entsprechenden Handelsplatzes ein nicht unerhebliches Kapitalinvestment, Know-how und das zusätzliche Vorhandensein von nicht unerheblichem Risikokapital erfordert, ist ein Aufbau nicht einfach und kostet Zeit. In dieser Hinsicht ist die Thüga-Gruppe gut vorbereitet und glaubt deshalb, Wettbewerbsvorteile zu haben. Sie profitiert vom erfolgreichen Vorlauf des Syneco-Stromhandels, der seit Liberalisierung sein Handelsvolumen von zunächst 0 auf mittlerweile rd. 90 Mrd. kWh handelstechnisch und über rd. 15 Mrd. kWh physikalisch ausgebaut hat. Erste Gas-handelsgeschäfte sind getätigt.

Gaseinkauf ist unter Wettbewerbsbedingungen auf dem Energiemarkt natürlich der relevanteste Kostenfaktor. Kosten reduzieren beschränkt sich aber nicht darauf. Natürlich müssen auch die Kosten in andern Bereichen kritisch hinterfragt werden. Die Thüga-Gruppe führt diesbezüglich turnusmäßig Benchmarks durch und verfügt bei 130 Gesellschaften über erhebliches Vergleichsmaterial zum Nutzen aller. Darüber hinaus werden dort, wo dies zweckmäßig ist, Aufgaben regional oder überregional gemeinsam erledigt, um unseren 130 Gesellschaften Skaleneffekte zu vermitteln, die sonst nur Großunternehmen haben.

Dabei bleibt den Unternehmen der Thüga-Gruppe zusätzlich der Marktvorteil, den sie vor Ort gegenüber großen Konkurrenten haben, erhalten: Mit ihren lokalen oder regionalen Marken bleiben sie kundennah vor Ort verankert.

Mit Kostenvorteilen aus dem Netzwerk der Thüga-Gruppe und Kundennähe sind wir der Auffassung, dass unsere Gesellschaften weiterhin einen erfolgreichen Part auch unter Wettbewerbsbedingungen auf dem Gasmarkt spielen.

Liberalisierung der Strom und Gasmärkte: Vision und Wirklichkeit

Von *Alfred Richmann*, Essen

Der Vortrag stellt eine Aufarbeitung der aktuellen Situation auf den Energiemärkten aus Sicht des VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) dar. Dieser Verband vertritt mit seinen 360 Mitgliedern die Nachfrageseite auf diesen Märkten und repräsentiert ca. 80 % des industriellen Energieverbrauchs. Die Ausführungen charakterisieren den aktuellen Stand der Liberalisierungsbemühungen auf diesen Märkten aus Sicht dieses Verbandes. Zunächst sollen dabei die ordnungspolitischen Grundlagen dieses Prozesses aufgezeigt werden, bevor schließlich auf die Umsetzung der Liberalisierung im Strom- und Gasbereich im einzelnen eingegangen wird. Insbesondere für den Gasmarkt soll ein Modell skizziert werden, das die Richtung für einen zukünftigen Rahmen dieses Marktes weist.

A. Die ordnungspolitische Grundentscheidung

Die Grundentscheidung zur Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte ist in Deutschland aufgrund europäischer Richtlinien gefällt worden (vgl. Abb. 1). Diese sehen drei mögliche Wege der Liberalisierung vor.



Abb. 1: Legislative Grundlagen für Energiemarktliberalisierung

In Deutschland hat man sich für den Weg des verhandelten Netzzugangs entschieden. Die Idee dabei war, dass nicht der Staat Vorschriften macht oder Verhandlungen führt, sondern dass dies den Marktteilnehmern und ihren Verbänden überlassen bleiben soll. Beide Marktseiten sollten in Verhandlungen zusammengebracht werden, sodass deren kombiniertes Know-how genutzt werden kann. Ex-ante-Regulierungen durch den Staat waren hingegen nicht erwünscht.

Warum ist das System der Verbändevereinbarung in Deutschland sinnvoll? Zum einen spricht die Vielzahl der Marktteilnehmer für ein solches System. In Deutschland gab es – anders als in Frankreich oder England – nicht den einen Staatsmonopolisten, der Adressat einer Regulierung sein könnte. Vielmehr sind im Strommarkt vier große Unternehmen im Übertragungsnetzbereich, 60 Unternehmen in der regionalen Endverteilung und 900 Unternehmen in der kommunalen Endverteilung tätig (im Gasmarkt: 5 Unternehmen in der Importstufe, 25 Unternehmen in der Regionalverteilung und 720 Unternehmen in der kommunalen Endverteilung). Eine derartige Zahl von Unternehmen ex ante zu regulieren, dürfte für eine staatliche Behörde eine zu komplizierte und zu aufwändige Aufgabe sein. Regulierung könnte sich hier allenfalls auf Stichproben stützen und wäre damit in ihrer Durchschlagskraft behindert.

Daher ist es sinnvoller, das in dieser Vielfalt vorhandene Know-how in einen Prozess wie die Verbände Verhandlungen einfließen zu lassen. Die Regeln für die Energiemärkte werden auf diese Weise durch das Wissen der Marktteilnehmer weiterentwickelt und den Gegebenheiten angepasst. Ein weiterer Punkt ist hier zu erwähnen: In Deutschland besteht Privateigentum an Netzen. Regulierung würde hier fast zwangsläufig einen Eingriff bedeuten. Ein solcher Eingriff hätte mit Sicherheit Verfassungsklagen nach sich gezogen, was den gesamten Vorgang der Regulierung weiter verzögert hätte.

Dieser deutsche Weg ist allerdings nicht dahingehend zu verstehen, dass überhaupt keine Regulierung vorhanden ist. Vielmehr handelt es sich um eine Minimalregulierung, die sich aus dem Zusammenspiel von Energiewirtschaftsgesetz und Verbändevereinbarung ergibt.

Welche Probleme sind im Rahmen der Verbände Verhandlungen schon angefasst bzw. gelöst worden? Generell ist die Entwicklung im Strombereich der im Gasbereich um Jahre voraus. So wurde im Strombereich im Laufe der Weiterentwicklung der Regeln bereits ein Modellwechsel vollzogen. Der Netzzugang erfolgt nicht mehr entsprechend eines transaktionsabhängigen Punkt-zu-Punkt-Modells, sondern entsprechend dem transaktionsunabhängigen Punktmodell („Badewannenmodell“). Im Gasbereich funktioniert dieses Konzept im Prinzip auch, muss aber – derzeit gegen den Willen der Gasversorger – noch umgesetzt werden.

Außerdem wurden Kodizes entwickelt, wie der Grid-Code und der Distribution-Code, die die Nutzung von Netzen und dabei auftretende technische und ökonomische Sachverhalte genau regeln. Beispielsweise gibt es einen Metering-Code, der sagt, wie abgelesen und gemessen werden soll. Im Rahmen der Verbände ver-

einbarung im Strommarkt wurden ein Vergleichsmarktkonzept sowie ein Kalkulationsleitfaden entwickelt, um die Netznutzungspreise zu regulieren. Bilanzkreisbildung, der Aufbau einer Strombörse, ein Engpassmanagement und die Entwicklung von Musterverträgen sind weitere Stichworte, die hier zu nennen sind. Insgesamt sind Verbände Verhandlungen ein Prozess, in dem sich die Regeln langsam, aber systematisch entwickeln.

Was ist das Charakteristische an Verbände Verhandlungen? Grundsätzlich arbeitet dieses System marktorientiert und ist nicht an staatliche Einflüsse gebunden. Das bedeutet, dass Legislaturperioden keine Rolle spielen und parteipolitische Einflüsse fern gehalten werden können. Die Verbände Verhandlungen entsprechen einer Versuchs- und Irrtums-Methode. Da die Vereinbarungen kurze Verfallszeiten haben, also keine Dauerregelungen sind, findet ein ständiger Rückgriff auf die Praxis statt; deren Erfahrungen werden eingebunden. Zusammenarbeit mit dem Gesetzgeber, der Regierung, dem Bundeskartellamt und den Gerichten ist ebenfalls integraler Bestandteil dieses Systems.

Bei allen Vorteilen muß aber auch klar gesehen werden, dass die ordnungspolitisch wichtige Grundentscheidung noch gefestigt und abgesichert werden muss. Unbedingt notwendig ist hierfür die Einführung des Legal Unbundling. Unbundling existiert momentan nur in buchhalterischer Form. Dies ist aber nicht ausreichend, denn eine rein buchhaltungstechnische Trennung verhindert nicht automatisch eine Weiterreichung von vertraulichen Informationen vom Netzbetreiber an die Stromverkäufer, die demselben Unternehmen angehören. Beispielsweise werden die Netzbetreiber zwangsläufig über Wechselabsichten informiert und können diese Informationen entsprechend leicht weitergeben, obwohl sie es nicht dürfen.

Außerdem ist bei nicht vollzogenem Legal Unbundling die Gefahr einer Quersubventionierung sehr groß – Stichwort: „Hohe Netzpreise, niedrige Produktpreise!“. Mit hohen Netzpreisen werden die niedrigen Produktpreise subventioniert. Newcomer, beispielsweise neue Händler, haben dann keine Chance, weil sie ihre Preispolitik nicht auf ein solches System gründen können. Sie haben kein Netz, mit dem sie Quersubventionierung betreiben könnten. Die hohen Netzpreise der anderen können sie nicht bezahlen.

Ein weiterer Schritt zur Absicherung der ordnungspolitischen Grundentscheidung besteht darin, dem Kartellamt mehr Kompetenzen zuzusprechen. Es muss einen Sofortvollzug seiner Entscheidungen geben. Zudem sollte eine Beweislastumkehr für die Bereiche Netzzugang und Netzkonditionen eingeführt werden. Das würde den Zeitbedarf erheblich verringern. Das würde nicht bedeuten, dass der Rechtsweg ausgeschlossen ist. Es würde aber wohl bedeuten, dass das Kartellamt in der Lage ist, schneller als bisher Missstände zu beseitigen. Eine personelle Aufstockung und die Einrichtung einer Beschlussabteilung „Gas“ sollte die Kompetenzen des Bundeskartellamts ergänzen.

Auf diese Weise wäre die Behörde – neben wenigen anderen – prädestiniert als „Regulierungsbehörde“, wie sie in den kommenden EU-Richtlinien Strom/Gas

vorgesehen ist. Mit einer solchen Regulierungsbehörde könnte man dann auch in Deutschland „gut leben“, insbesondere deshalb, weil dadurch die Ergebnisse der Verbändevereinbarungen in hohem Maße bestätigt würden.

Weiterer Schritt zur Absicherung der ordnungspolitischen Grundentscheidung ist die Verrechtlichung, die auf eine stärkere Verbindlichmachung der Ergebnisse der Verbände Verhandlungen hinausläuft. Eine solche Verrechtlichung darf aber nicht die Position des Kartellamtes wieder schwächen, indem das Kartellamt im Wege der Beweislastumkehr zu seinen Lasten dem Unternehmen nachweisen muss, dass es sich nicht korrekt verhält.

Warum ist eine verstärkte Absicherung der ordnungspolitischen Grundentscheidung eigentlich nötig? Vor allem deshalb, weil – ausgelöst durch eine wachsende vertikale und horizontale Integration – eine zunehmende Konzentration auf den deutschen Strom- und Gasmärkten zu verzeichnen ist. Bedenkt man noch die enger werdenden vertraglichen Bindungen auf diesem Markt, so wird deutlich, dass es Versorgungsunternehmen ohne weiteres möglich ist, ganze Regionalmärkte zu kaufen und für sich zu sichern. Die Folge ist eine Schließung dieser Märkte für andere Anbieter. Ein Indiz für diese Entwicklung ist darin zu sehen, dass VIK-Mitglieder bei Ausschreibungen mehr oder weniger die gleichen Antworten bekommen, falls ihnen überhaupt geantwortet wird.

Viele Händler haben daher den deutschen Markt wieder verlassen und neue Anbieter kommen kaum noch nach. Aus diesem Grund ist die wettbewerbspolitische Neutralität der Netze unumgänglich, d. h., der Netzbetreiber muss in eine Position versetzt werden, dass er interessiert ist, z. B. so viel Gas wie möglich durchzuleiten, unabhängig davon, woher es kommt. Das Netz ist eine Fixkostenmaschine, die bis zum Letzten ausgelastet werden muss, weil dann die Kosten pro Stück am geringsten sind. Diese Kostendegression muss dann allerdings – zumindest teilweise – auch an die Kunden weitergegeben werden. Legal Unbundling ist daher ein Mindeststandard für solche Märkte. Als Wettbewerbshemmnis haben sich auch die Grenzübergangsbarrieren erwiesen. Von einem internationalen Wettbewerb kann man derzeit nicht sprechen, vor allem aufgrund unzureichender Netzkupplungsstellen, die alle im Besitz der großen deutschen Versorgungsunternehmen sind.

Ziel der Verbändevereinbarung ist daher die Schaffung eines funktionsfähigen Als-Ob-Wettbewerbs bei Netzen. Dabei sollen die Netzpreise reguliert werden, nicht aber die Produktpreise. Dieses Ziel wird von zwei Seiten angestrebt: Die eine Seite ist das so genannte Vergleichsmarktkonzept und die andere Seite ist die Kostenorientierung der Preise mit Hilfe eines Kalkulationsleitfadens. Um Netzentgelte vergleichbar zu machen, wurden im Strombereich Strukturklassen gebildet, die nach Verkabelungsgrad, Abnehmerdichte und Ost und West unterschieden sind. Auf diese Weise werden nicht mehr Äpfel mit Birnen, sondern nur noch Äpfel mit Äpfeln, d. h. sogar Boskop mit Boskop, verglichen. Für diese Klassen gibt es charakteristische Entgelte, die vergleichbar sind. Liegen die Entgelte eines Betreibers

innerhalb einer 30%-Zone der höchsten Entgelte, so muss der Betreiber auf Anforderung eines Netznutzers nachweisen, wieso er so teuer ist.

Kostenkontrolle von unten wird durch den Kalkulationsleitfaden ausgeübt. In diesem ist beispielsweise festgeschrieben, dass ein Netz oder eines seiner Teile nicht dreimal abgeschrieben werden darf, sondern nur einmal. Auf diese Weise wird verhindert, dass Phantasiewerte in der Kalkulation angesetzt werden. Bisher war das durchaus der Fall. Sicherlich ist es nicht unproblematisch, solche Regeln festzulegen. Daher sind einzelne Aspekte des Kalkulationsleitfadens durchaus umstritten. Beispiele sind hier die Höhe des realen Eigenkapitalzinses, der unternehmerische Risikozuschlag, die Eigenkapitalquote und Probleme der Gewerbeertragssteuer sowie die Anerkennung der Steuern auf Scheingewinne als Kalkulationsbestandteil. Das sind „Knackpunkte“, über die noch kein Konsens besteht. Sie müssen nachverhandelt werden. Und das sind auch die Regelungen, die das Kartellamt angreift und nicht den Kalkulationsleitfaden als solchen.

B. Ergebnisse der Liberalisierung im Strommarkt

Im zweiten Teil sollen nun die Ergebnisse der Liberalisierung des Strommarktes aufgezeigt werden. Die Deregulierung dieses Marktes hat einen gewaltigen Einbruch der Preise ausgelöst. Bei industriellen Stromverbrauchern sind sie um ca. 30% zurückgegangen, bei manchen Verbrauchern sogar um 50%. Für die Haushalte waren Preisrückgänge um 10 bis 15% durchaus realistisch – aber das ist Vergangenheit. Heute hat sich die Entwicklung wieder gedreht. Die Nettostrompreise steigen bereits wieder. Das hat sowohl mit den schon erwähnten Konzentrationserscheinungen zu tun – die Netzpreise sind außerdem noch gar nicht gesunken, steigen aber schon wieder – als auch mit den immer größer werdenden staatlichen Lasten. Der Staat schöpft in hohem Maße das ab, was die Liberalisierung geschaffen hat. Ein Beispiel ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Es handelt sich dabei um ein Fixpreissystem, das eine explosionsartige Entwicklung ausgelöst hat. Die durch dieses und ähnliche Gesetze ausgelösten Zusatzlasten sind sehr stark im Steigen begriffen.

Festzustellen ist weiterhin eine sehr starke Spreizung der Strompreise in Europa. Insgesamt läßt sich also sagen, dass anfangs starker Wettbewerb herrschte, der jetzt wieder erlahmt. An die Stelle eines Preiskampfes ist eher die Konsolidierung der Marktanteile getreten.

Die Entwicklung sei auf der folgenden Seite 68 grafisch veranschaulicht.

In der Entwicklungslinie der Strompreise seit 1990 (Abb. 2) ist ab 1996 eine ganz klare Entwicklung nach unten sichtbar. Zunächst wirkte der Ankündigungseffekt der Energiemarktrichtlinie. Einen weiteren Rückgang der Strompreise hat der Übergang vom Modell Punkt-zu-Punkt zum Punktmodell verursacht. Die Über-

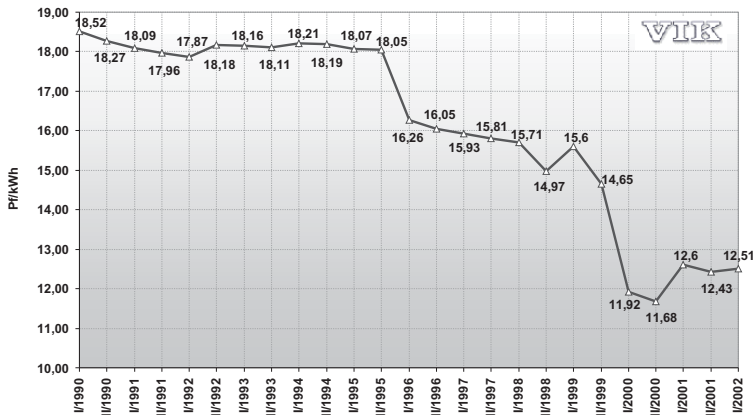


Abb. 2: Entwicklung des deutschen Strompreises
(Strompreise aus VIK-Industriestrompreisvergleich ohne MWSt.)

kapazitäten kamen damals in Form vagabundierender Strommengen an den Markt und haben die Preise gedrückt.

Für die Analyse der weiteren Entwicklung wurde der VIK vom notwendigen Know-how abgeschnitten. Daher musste ein eigener Index entwickelt werden, der in der folgenden Abbildung zu sehen ist:

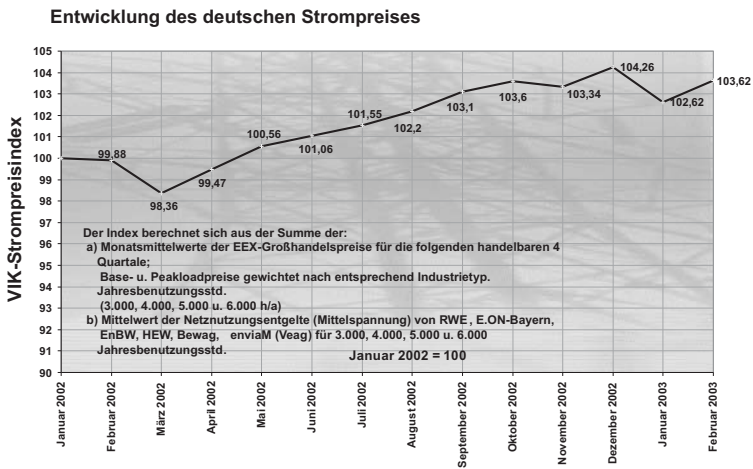


Abb. 3: VIK-Strompreisindex

Zu sehen ist ein Indexwert, der auf den veröffentlichten Daten der EEX in Leipzig beruht (zusätzlich sind einige Netzpreise hineingerechnet). Zu sehen ist hier mit einem leichten Knick nach unten eine ansonsten durchweg steigende Tendenz. Zu Beginn des Jahres 2003 ist eine kleine Delle zu sehen. Ursache hierfür ist der Kalkulationsleitfaden. Er enthält nämlich die Verpflichtung, zum 1. 1. 2003 die Netzpreise zu senken. Das ist auch von einigen Anbietern umgesetzt worden. Allerdings geht die steigende Tendenz danach weiter.

Interessant ist auch ein Blick auf die europäische Situation:

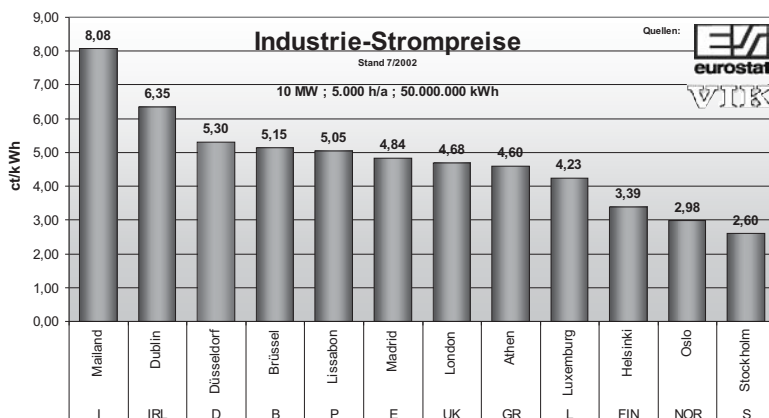


Abb. 4: Industriestrompreise im europäischen Vergleich

Abb. 4 zeigt den Bruttostrompreis, also Netz- und Produktpreis, im Juli 2002. Deutlich zu sehen ist, dass Deutschland nicht günstig liegt, sondern im oberen Drittel.

Einer gesonderten Betrachtung bedürfen die Netzpreise. Der VIK führt halbjährlich Netzpreisvergleiche durch, basierend auf Befragungen der Mitglieder und Internetrecherchen. Grundlage ist das Strukturklassenmodell der Verbändevereinbarung, d. h., es werden Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsnetze miteinander verglichen. Im Ergebnis wurde festgestellt, dass im Niederspannungsbereich eine Differenz von 240 % zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Netznutzungsentgelt besteht (2,05 bis 6,98 Ct/Kwh). Im Mittelspannungsnetz waren dies 170% und im Hochspannungsnetz immerhin noch 37%. Das sind Ergebnisse, die ökonomisch nicht tolerierbar sind. 20 bis 30 Prozent Unterschiede sind sicherlich nachvollziehbar und akzeptabel, 170 % oder gar 240 % allerdings nicht.

Eine ganz leichte Preissenkung hat stattgefunden im Niederspannungsbereich und im Mittelspannungsbereich, allerdings sehr schleppend. Im Hochspannungs-

bereich sind die Preise sogar gestiegen. Das hat verschiedene Gründe, auf die gleich einzugehen ist. Diese Entwicklungen sind für den VIK der Anlass, bei den Verbände Verhandlungen bestimmte Fragen und bestimmte Forderungen zu stellen.

Auch hier ist der europäische Vergleich aufschlußreich.

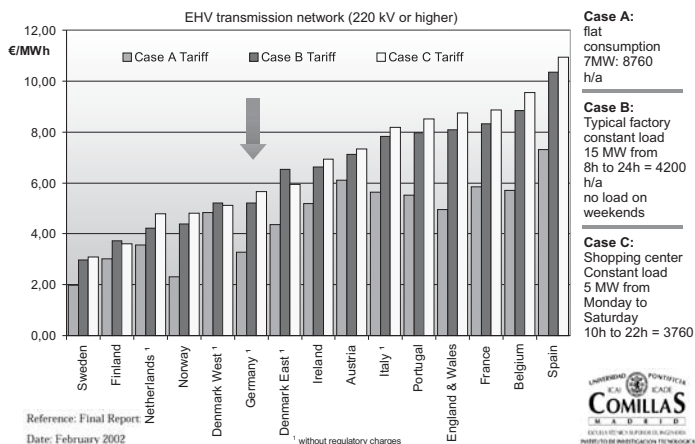


Abb. 5: Entwicklung der EU-Netznutzungsentgelte im Hochspannungsbereich

Abb. 5 zeigt die Entwicklung im Transmissionsbereich (Hochspannungsebene). Dort befindet sich Deutschland in einem guten Mittelfeld. Auf der Verteilungsebene sieht das schon erheblich schlechter aus.

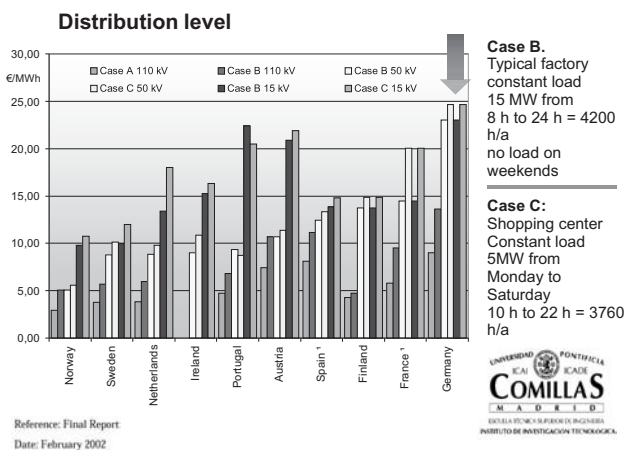


Abb. 6: Netznutzungsentgelte auf der Verteilungsebene

Abb. 6 zeigt sozusagen die Regionalebene. Deutschland ist hier Spitzenreiter. Die folgende Abbildung orientiert sich am Strukturklassenprinzip. In Abb. 7 wurde die Mittelspannung West als Beispiel genommen. Zu sehen ist die Klassifikation nach Abnahmedichte und Verkabelungsgrad verknüpft mit Kostenstrukturen.

Das Problem an dieser Systematik ist, dass eine Gruppe aus 180 Teilnehmern besteht (rechts oben), eine andere aber nur aus drei (rechts unten). In der Gruppe Mitte oben sorgt zudem ein Ausreißer dafür, dass er praktisch allein in der 30%-Zone agiert, die ins Visier gerät. Hier läuft dann das Instrumentarium, das konstruiert wurde, um die Spreizung zu drücken, ins Leere.

Es ist daher ein Regelungswerk zu entwickeln, das diese Spreizung wirksam in den Griff bekommen kann. Das Bundeskartellamt ist mit der bisher gefundenen Regelung nicht vollständig einverstanden. Es hat jetzt ein etwas anderes Konzept entwickelt, das nicht mehr das Entgelt pro Kilowattstunde vergleicht. Vielmehr wird nach diesem Konzept der Gesamtumsatz aus der Netznutzung in Bezug zur Leitungslänge je Energieversorgungsunternehmen verglichen. Dadurch können unterschiedlich strukturierte Versorgungsgebiete besser verglichen werden; die Preise werden hier durch Mengen gewichtet.

Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat im April 2002 entschieden, dass das Vergleichsmarktkonzept und die Kostenkontrolle bei Missbrauchsverfahren durch das Bundeskartellamt gleichrangig anwendbar sind. Das Kartellamt akzeptiert in seinen Entscheidungen allerdings nicht alle von den Betreibern angegebenen Kosten der Netzkosten als relevant für die Kalkulation der Netzentgelte (Beispiel: Regionalstromversorger TEAG). So sieht es Kosten für Werbung und Inserate nicht als Netzkosten an, da ein Netzbetreiber aufgrund seiner Stellung keine Werbung betreiben muss. Auch Rückstellungen für drohende Bußgelder wegen überhöhter Netznutzungsentgelte dürfen nach Ansicht des Bundeskartellamtes nicht eingerechnet werden. Derartige Positionen sind selbstverständlich auch nicht Bestandteil des Kalkulationsleitfadens. Diesen akzeptiert das Bundeskartellamt in seinen wesentlichen Aspekten. Strittig sind nur vier Kostenpositionen, nämlich die Höhe der realen Eigenkapitalverzinsung, die Kalkulation auf Tagesneuwert, der allgemeine Wagniszuschlag, die Gewerbeertragsteuer und Steuern auf Scheingewinne.

Kompliziert wird die Problematik des Netzzugangs weiterhin durch das Thema Regelenergie. Regelenergie muss der Netzbetreiber bildlich gesprochen einsetzen, um den Pegel des Sees in der notwendigen Höhe zu halten („Spannung und Frequenz auf bestimmtem Niveau halten“). Wenn also zu viel an Strom rausfließt, muss nachgeliefert werden und zwar sekundengenau. Das macht der Netzbetreiber, indem er zu diesem Zweck Kraftwerke unmittelbar ganz schnell ans Netz nehmen kann, die so genannten Regelkraftwerke, die den Pegel halten. Im Zuge des Legal Unbundling gibt es RWE-Kraftwerke oder E.ON-Kraftwerke, die eigene Gesellschaften sind und rein formal nichts mehr mit dem Netzbetreiber zu tun haben. Da es nur relativ wenige solcher Regelkraftwerke gibt, wird der Preis für diesen Strom

bzw. diese Leistung in Schwindel erregende Höhen geschraubt. Innerhalb von wenigen Monaten haben sich die Regelenenergiepreise mehr als verdoppelt. Die Regelenenergiepreise sind Dienstleistungen des Netzbetreibers, die er in die Netzpreise mit einkalkuliert. Daher hat eine Erhöhung der Netzpreise bei den sehr preiswerten Netzen von RWE und E.ON stattgefunden. Auf diese Weise wird aber das Vergleichsmarkt-Konzept der Verbändevereinbarung unterhöhlt, weil diejenigen, die bisher die niedrigen Vergleichspreise setzen, diese erhöhen und somit Druck von den teuren Anbietern nehmen. Der VIK hat sich daher gegen diese Praxis gewandt und gefragt, nach welchen Spielregeln der Regelenenergiemarkt läuft oder laufen sollte. Es muss vermieden werden, dass die Kunden aufgrund einer Monopolstellung am Regelenenergiemarkt überhöhte Netzpreise zahlen.

Weitere Belastungsgrößen stellen das schon angesprochene Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie die Baukostenzuschüsse dar. Baukostenzuschüsse sind zinslose Darlehen zur Finanzierung der Netze. Hier ist die Frage zu stellen, ob man dadurch nicht Miteigentümer der Netze wird und ob man die Netze über die Zahlung der Netznutzungspreise nicht ein zweites Mal zahlt. Ein weiterer Aspekt ist das Mess- und Steuerwesen. Auch in diesem Bereich ist Wettbewerb herzustellen, so dass die Weiterwälzung unnötiger Kosten vermieden wird.

C. Liberalisierung im Gasmarkt

Die Liberalisierung im Gasbereich ist wesentlich weniger weit fortgeschritten als im Strombereich. Es gibt relativ wenige freie Angebote; der Wettbewerb funktioniert nicht. Wenn VIK-Mitglieder Angebote zur Gaslieferung einholen, erhalten sie vorwiegend Absagen. Verursacht werden diese Probleme durch ein ungeeignetes Netzzugangsmodell. Das Modell Punkt-zu-Punkt ist – wie damals beim Strom – ungeeignet für einen wettbewerblich organisierten Gasmarkt; es ist nicht massengeschäftsfähig. Auch im Gasbereich sind die Netzentgelte europaweit zu hoch; ihre Spreizung ist zu groß. Derzeit befinden sich die Liberalisierungsbemühungen allenfalls auf einer Zwischenstufe hin zu einem funktionsfähigen Wettbewerb.

Vergleicht man die Preise der Erdgasnetze, so ergibt sich folgendes: In der Ferngasversorgung bestehen Preisdifferenzen zwischen 77 Prozent (Leitungsgruppe A, 100 Kilometer) und 153 Prozent (Leitungsgruppe C, 50 Kilometer). In der Endverteilung sind Differenzen von 44 Prozent beobachtbar. Einschränkend ist allerdings anzumerken, dass hier – die Gaswirtschaft weigert sich, ein entsprechendes Modell zu erarbeiten – noch kein Strukturklassenmodell besteht, so dass möglicherweise Äpfel mit Birnen verglichen werden.

Im Oktober 2002 hat die EU-Kommission einen Benchmarkingbericht veröffentlicht, der Niveau und Trend der Gaspreise in Europa untersucht. Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse.

Tabelle 1

Gasmärkte in Europa

Trend seit 7/2000 Niveau	Großverbraucher			Kleine Unternehmen			Haushalte		
	gering	mittel	hoch	gering	mittel	hoch	gering	mittel	hoch
fallend	FR, DK	LX, SW ES			DK, SW ES		DK		
stabil		BE			BE, LX, IR	IT	IR, UK LX	AT BE	ES, IT
steigend		AT, UK IT	D	UK, NL	FR	AT, D	NL		D, SW FR

Deutschland weist durchweg ein hohes Preisniveau mit steigender Tendenz auf. Das Fazit des Benchmarkingberichts lautet: „Ferner zeigt sich, dass die mangelnde tatsächliche Marktöffnung im deutschen Gassektor mit hohen und steigenden Preisen für alle Kundengruppen einher ging“ (S. 7). Deutlicher wird dies nochmals in der Abbildung 8.

Diese zeigt die Entgelte für die Nutzung der Gasnetze europaweit. Es ist feststellbar, dass Deutschland im Maximum weit über allen anderen europäischen Ländern liegt. Damit liegt der Schluss nahe, dass weder die Verbändevereinbarung 1 noch die Verbändevereinbarung 2 funktionsfähigen Wettbewerb im Gasmarkt geschaffen hat. Das hat auch der Präsident des Bundeskartellamtes in seinem immer noch gültigen Brief vom 12. Juni 2001 angemerkt.

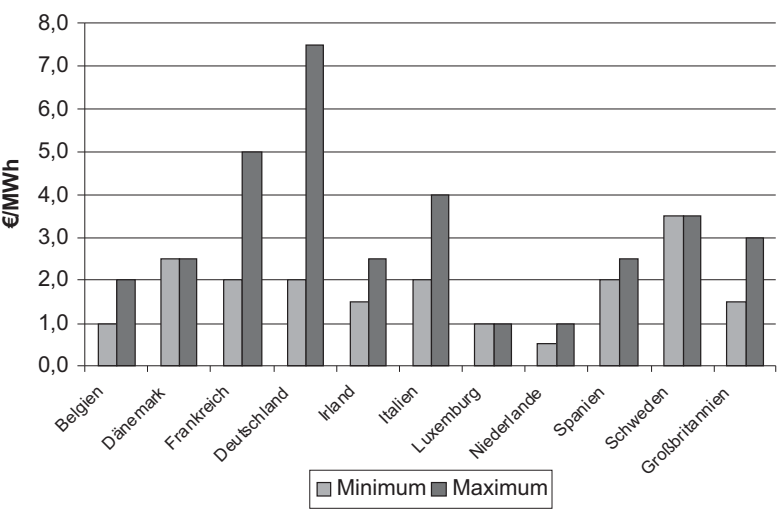


Abb. 8: Gasnetznutzungsentgelte für Großverbraucher

Ursache für diesen fehlenden Wettbewerb ist vor allem die transaktionskostenintensive Verfahrensweise beim Durchleiten von Gas („Durchverhandeln“). Wenn Gas beispielsweise von Emden bis Frankfurt geliefert werden soll, dann muss mit jedem einzelnen dazwischen liegenden Netzbetreiber im Einzelfall verhandelt werden. Das kostet Zeit und verursacht hohen Aufwand, der sich in den Preisen niederschlägt. Eine zentrale Abwicklungsstelle für den Netzzugang fehlt, so dass zu viel Zeit zwischen Anfrage und Abschluss vergeht. Abhilfe könnte durch einen Punktarif geschaffen werden, was noch zu erörtern sein wird.

Ziel der Verhandlungen um einen Regelrahmen für den Gasmarkt muss also ein transaktionsunabhängiges Netzzugangsmodell sein. Dieses muss wesentlich einfacher als das aktuelle Modell sein und es muss bilanzkreisfähig und börsenfähig sein. Ein solches Modell soll in knapper Form skizziert werden. Das bisherige Punkt-zu-Punkt-Modell ist transaktionsabhängig und beruht auf Einzelfällen. Wird also eine Gaslieferung, beispielsweise von Emden bis Frankfurt, beabsichtigt, so wird Kapazität in Leitungen genau festgelegt und gebucht. D.h., hier wird vertraglich ein bestimmter Gaslieferungspfad unterstellt, für dessen Kapazität auch zu zahlen ist. Weiterhin wird unterstellt, dass es sich bei diesem Pfad nicht nur um den Kontraktpfad, sondern auch um den realen Pfad handelt. Problematisch ist dabei, dass der Industriekunde nie einen Verbrauch wie vorgesehen und kontrahiert hat. Vielmehr ist dieser Verbrauch schwankend. Wird vom kontrahierten Verbrauch nach oben oder unten abgewichen, so wird dies für den Gasabnehmer entsprechend teurer als vereinbart. Wie teuer, das hängt auch von der Messmethode ab. Die Abweichungen fallen insbesondere dann ins Gewicht, wenn im Viertelstundenabstand gemessen wird. Daraus ergibt sich ein hoher Anreiz zur Bündelung. Das bedeutet, entlang des Kontraktpfades soll nicht mehr nur ein Kunde mit seinen Tälern und Höhen im Verbrauch liegen. Vielmehr sollen mehrere Kunden zusammengebündelt werden, von denen einer sein Verbrauchstal genau dann hat, wenn andere ihre Verbrauchshöhen haben.

Damit ist die Grundidee der Bilanzkreisbildung berührt, die darin besteht, „Täler und Höhen zusammenzupacken“ und dadurch die Kapazitäten besser auszulasten. Das ist im Übrigen ein Zugeständnis, das die Ruhrgas AG im Rahmen der Fusion E.ON/Ruhrgas an die Kläger Trianel machen musste. Trianel ist ein Zusammenschluss von Stadtwerken und Händlern. Trianel darf auf einer einzelnen Strecke solche Bündelungen seit kurzem realisieren. Ein Bündel von Verträgen wird dann auf diesem Kontraktpfad so behandelt, als ob es ein einziger Vertrag wäre. Hier findet also eine Kostenwälzung statt von der Quelle bis zum Ziel über alle dazwischen liegenden Netze. Zur Kostenwälzung werden die Teilentgelte einfach addiert und daraus entsteht der Gesamtpreis, der damit entfernungsabhängig ist. Dieses Modell aus Sicht des VIK nicht optimal.

Das Modell des VIK sieht folgendermaßen aus: Gewünscht ist im Gegensatz zum Punkt-zu-Punkt-Modell ein Punktmodell, das transaktionsunabhängig ist. Unterstellt ist dabei Netzneutralität. Das bedeutet, der Netzbetreiber muss jeden Gas-

transport von Dritten so behandeln, als handele es sich um Transporte seiner Schwwestergesellschaft. Es findet also ein Legal Unbundling statt.

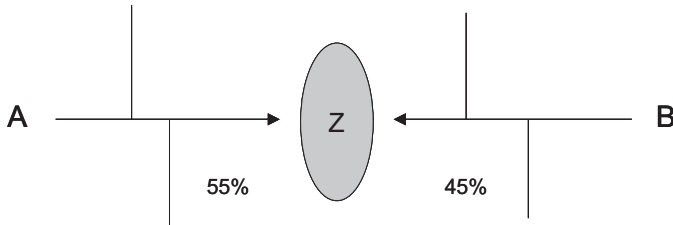


Abb. 9: Beispiel für VIK-Modell

Abb. 9 veranschaulicht das Modell anhand eines Beispiels. Unterstellt ist eine Zone Z, in der viele Kunden angesiedelt sind. Diese Zone wird beliefert von Punkt A und von Punkt B, nicht nur von einer Seite. Im Laufe der Zeit hat sich ein Verhältnis so eingestellt, dass die Zone Z zu 55 % von A und zu 45 % von B beliefert wird. Das entspricht den realen, d. h. den gebündelten (also saldierten) Lastflüssen. Diese realen Lastflüsse gelangen in die Zone Z und werden dort wieder entbündelt, also auf die Kunden je nach Verbrauch verteilt. Wenn nach dem alten Modell die einzeln gebuchten Kapazitäten entlang des Kontraktpfades von A nach Z und von B nach Z aufaddiert würden, dann käme insgesamt mehr an gebuchter Kapazität heraus als an realer Kapazität tatsächlich benötigt wird. D.h., es könnte hier sogar die Pipeline A bis Z zugebucht worden sein, obwohl noch Kapazitäten vorhanden sind. Da nur der Netzbetreiber diese Information hat, könnte er theoretisch die zugebuchte, aber nicht genutzte Kapazität nochmals verkaufen.

Es gibt also einen Unterschied zwischen einem Modell, das auf gebuchten Kapazitäten beruht, und einem Modell, das auf real genutzte Kapazitäten abstellt. Das VIK-Modell will daher die Preisbildung auf den real genutzten und nicht auf den gebuchten Kapazitäten basieren. Auch beim VIK folgt die Kostenwälzung entfernungsabhängig entlang dieses Transaktionspfades. Das ist der erste Schritt. Der nächste bestünde darin, neben den Lieferungen von A nach Z oder B nach Z noch weitere Einspeisepunkte einzubeziehen. Es obliegt nämlich der Kunst des Netzbetreibers, dass er trotz des vertraglich festgelegten Kontraktpfades durchaus woanders das Gas einspeisen kann. Dort nämlich, wo es preiswerter ist. Auch, wenn der Kunde jetzt laut Vertrag in A Gas einkauft, wird das Gas möglicherweise von B, C oder D her geliefert. Der Kunde erfährt das nicht. Der Netzbetreiber optimiert also über alle Einspeisepunkte; er hat das Know-how dazu. Das führt zu einer Kosten senkenden Durchmischung. Bei gegebenen vertraglich fixierten Kontrakterlösen führt die Kostenminimierung zu einer Gewinnmaximierung des Netzbetreibers. Im Kontraktpfadmodell wird unterstellt, dass das Gas von Emden nach Frankfurt „quasi in Eimern durch die Leitungen gezogen“ wird.

Das geschieht aber in der Realität nicht. Sonst würde auch das Gegenstromprinzip nicht funktionieren.

Die Preisbildung erfolgt auf Basis der realen Lastflüsse. Ein Netznutzungsentgelt fällt am Ausspeisepunkt in Form einer Exit-Briefmarke an. Es wird vom dortigen Netzbetreiber erhoben und Teile davon auf die anderen beteiligten Netzbetreiber zurückgewälzt. Insgesamt ergibt sich damit ein transaktionsunabhängiges Modell, bei dem der vertraglich festgelegte Pfad keine Rolle mehr spielt. Netznutzung und vertragliche Gaslieferung sind also getrennt. Nur auf diese Weise wird das bis heute fehlende Massengeschäft zustande kommen.

Außerdem muss auch die ökonomische Seite beachtet werden. Das Netz ist eine „Fixkostenmaschine“. Anzunehmen ist, dass 92 % und mehr der Kosten Fixkosten sind und höchstens 8 % variable Kosten, die durch eine Entscheidung des Kunden, nicht mehr bei A und B, sondern bei C einzukaufen, entstehen. Dann ändern sich die Kosten und dann müssen neue Preise gebildet werden. Die Fixkosten ändern sich nicht mehr, das sind Kapitalkosten. Die durch Wettbewerb geänderten Lastflüsse können also nur die variablen Kosten verändern. Wenn sich z. B. die Lastflüsse sehr stark ändern würden, z. B. um 50%, dann sind also 50% der variablen Kosten (VK) und damit ganze 4-Prozentpunkte betroffen. Bei einer schwachen Änderung der Lastflüsse um 5 Prozent entspricht dies 0,4 Prozentpunkten der variablen Kosten. Der Preis der Netznutzung – auf Vollkosten kalkuliert – wird also nur marginal tangiert. Die Gaswirtschaft versucht, über diese Kontraktpfadmethode eine Scheingenauigkeit bei der Preisbildung zu erreichen. Richtig ist aber, dass aufgrund der Eigenschaften des Netzes (Fixkostenmaschine) eine Grenzkostenpreisbildung nicht stattfindet und keinen Vorteil hätte. Vielmehr ist eine Durchschnittspreisbildung sinnvoll, die als „Briefmarke“ ausgestaltet werden kann. Kostenverursachungsgerechtigkeit ist damit trotzdem in hohem Maße gewährleistet.

Der Markt für Grünen Strom

Aktueller Stand und Entwicklungstendenzen aus unternehmerischer Sicht

Von *Robert Werner*, Hamburg

A. Einführung

In Deutschland hat sich im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte ein Nischenmarkt herausgebildet, dessen Teilnehmer ökologische Aspekte bei der Energieerzeugung in den Vordergrund stellen. Die folgenden Ausführungen beleuchten diesen Teilmarkt aus Sicht des Unternehmens Greenpeace energy eG. Der Text beginnt mit einer Vorstellung dieses Unternehmens und seiner Beweggründe. Insbesondere soll dabei herausgestellt werden, dass das ökologische Anliegen bei der Geschäftstätigkeit von Greenpeace energy eG eine entscheidende Rolle spielt und dass die Notwendigkeit eines Marktes für sauberen Strom besteht. In der Liberalisierung des Strommarktes sehen die Umweltverbände sowohl Chancen als auch Risiken. Diese sollen ebenfalls erläutert werden, so dass deutlich wird, wieso ein Ökostrommarkt in Deutschland überhaupt in Gang gekommen ist. Schließlich wird der Markt für Grünen Strom hinsichtlich Endkundensituation und Anbietersituation beschrieben. Ein weiterer wichtiger Punkt wird das Thema „Netzzugang in der Praxis“ sein. In diesem Zusammenhang werden auch einige politische Forderungen entwickelt, wie dieser Aspekt in Zukunft geregelt sein sollte.

B. Greenpeace energy eG – Das Unternehmen und seine Ziele

Mit dem Endkundenmarkt im Ökostrombereich waren anfangs recht viele und vor allem hohe Erwartungen verbunden. Eine Zahl vorweg: Es ist bekannt, dass etwa nur 3,7 bis 4% aller Haushalte überhaupt den Stromanbieter gewechselt haben – zunächst unabhängig, aus welchem Motiv. Bei den Gewerbekunden liegen die Wechselraten deutlich höher, Greenpeace energy geht von 10–15% der Gewerbekunden aus, die letztlich den Anbieter gewechselt haben, wobei die Menge der „gewechselten“ Kilowattstunden vielleicht noch viel höher liegt. Inzwischen hat sich der Markt ja etwas beruhigt, gleichwohl zeigen jüngste Untersuchungen

aus der Marktforschung, dass das Thema Stromwechsel durchaus noch attraktiv ist.

Zunächst ein paar Informationen zu Greenpeace energy eG. Das Unternehmen ist ein bundesweiter Anbieter von sauberem Strom. Greenpeace energy ist 1999 als wirtschaftlich unabhängige Genossenschaft auf Initiative der Umweltschutzorganisation Greenpeace gegründet worden – daher auch der Name. Ziel ist es, die Chancen der Liberalisierung des Strommarktes aktiv aufzugreifen und sauberen Strom anzubieten, der den Zielen von Greenpeace entspricht, eine Stromversorgung ohne Atom- und Kohlekraft zu realisieren. Angeboten wird ein Strommix, der zu mindestens 50 Prozent aus regenerativen Energiequellen und zu maximal 50 Prozent aus gasbefuerter Kraftwärmekopplung gespeist wird. Atomstrom oder Kohlestrom sind nicht enthalten.

Greenpeace energy eG betätigt sich im wesentlichen in drei Geschäftsfeldern. Im Privatkundenbereich beliefert das Unternehmen derzeit zirka 18.000 Kunden. Die Zahl der Geschäftskunden beläuft sich auf zirka 400 mit stark steigender Tendenz. Der Geschäftskundenbereich bereitet dem Unternehmen derzeit wesentlich mehr Freude als der Privatkundenbereich und soll daher ausgebaut werden. Der dritte Bereich ist der Bau und die Finanzierung von Anlagen, der über das Tochterunternehmen Planet energy GmbH erfolgt.

Der Nettoumsatz von Greenpeace energy eG beläuft sich auf rund 8 Millionen Euro. Bisher ist es gelungen, diesen Umsatz jährlich um 40 Prozent zu steigern, was auch in Zukunft so fortgesetzt werden soll. Beachtlich ist dabei, dass es ohne großartigen Werbeaufwand gelungen ist, über 10.000 Personen – meist Einzelpersonen oder Kleingewerbetreibende – für eine Mitgliedschaft in der Genossenschaft zu gewinnen. Die Mitglieder stellen mit ihren Einlagen das Grundkapital.

Greenpeace energy eG verfolgt den Ansatz einer Verknüpfung von Stromhandel und Neubau von Anlagen. Wie noch zu zeigen sein wird, ist der reine Handel von bereits produziertem Strom – also eine Neuvermarktung – langfristig wenig sinnvoll. Daher verfolgt das Unternehmen das Ziel, durch die Nachfrage nach sauberem Strom auch den Anlagenbau zu stimulieren.

Mit fast allen Netzbetreibern in Deutschland wurden inzwischen Händlerrahmenverträge geschlossen, so dass wechselwillige Kunden relativ schnell bedient werden können.

Um nachzuweisen, dass der Strom, den Greenpeace energy eG verkauft, auch tatsächlich aus den angegebenen Quellen eingekauft wurde, praktizieren wir maximale Transparenz der Öffentlichkeit gegenüber. Das Thema Herkunftsnachweise wird angesichts der vorbereiteten EU-Richtlinie zur Stromkennzeichnung in Zukunft mit Sicherheit noch sehr aktuell werden. Vor allem für Strombörsen dürfte dies zur großen Herausforderung werden.

C. Zur Notwendigkeit eines Marktes für sauberen Strom

Wie zu sehen ist, ist die Tätigkeit von Greenpeace energy eG verknüpft mit einem starken politischen Engagement und Anspruch. Die Notwendigkeit, die Kapazitäten für regenerativen Strom ganz erheblich auszubauen und dabei Atom- und Kohlestrom zu ersetzen ergibt sich aus den derzeit gültigen politischen Rahmenvorgaben: Deutschland hat zugesagt, die CO₂-Emissionen in 2005 um 25 % gegenüber 1990 zu senken. Dieses Klimaschutzziel ist das prominenteste Beispiel. Weiterhin müssten die sich aus dem Kyoto-Protokoll ergebenden Verpflichtungen – umgewälzt auf die EU-Regelung – zu einer Reduzierung des CO₂-Ausstoßes um 21 % bis zum Jahre 2008 bzw. 2012 führen. Zudem ist auf EU-Ebene angestrebt, den Anteil regenerativer Energien an der Stromversorgung von derzeit 14% auf 22 % im Jahre 2010 auszuweiten. Dieses Ziel wird in der kommenden Zeit vermutlich sogar weiterentwickelt werden.

Auf der nationalen Ebene steht die Vereinbarung der Bundesregierung mit den Betreibern der Atomkraftwerke über die geregelten Laufzeiten der Atomkraftwerke im Raum. Ob sie jemals, und wenn ja, in welcher Form umgesetzt werden wird, bleibt abzuwarten.

Unserer Meinung nach muss hier – ohne auf umweltpolitische Details einzugehen – mehr geschehen. Die Ziele zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes müssen über das Jahr 2005 bzw. 2012 hinaus fortentwickelt werden, um vor allem Planungssicherheit zu schaffen. Hinzu kommt, dass ein Ausstieg aus der Atomkraft wesentlich schneller herbeigeführt werden muss als es sich von der eben genannten Vereinbarung erhofft wird. Die darin vorgesehenen geregelten Laufzeiten führen dazu, dass noch einmal die gleiche Menge an Atom Müll erzeugt werden würde, die seit Beginn der Atomenergienutzung bereits angefallen sind. Welche Schlussfolgerungen sind hier für die Energieerzeugung zu ziehen?

Die Schnittstelle zwischen Energiewirtschaft und Umweltpolitik ist vor allem effizient zu gestalten. Notwendig ist ein rascher Ausbau regenerativer Energiequellen und der Kraftwärmekopplung sowie die dafür notwendige Anpassung der Netzinfrastruktur. Bezüglich des Netzes muss uns klar sein, dass eine Versorgung mit möglichst vielen regenerativen Energiequellen und mit Kraftwärmekopplung eine neue Parallelität zwischen Dezentralisierung und einem beachtlichen Maß an Zentralität der Stromproduktion zur Folge haben muss. Es gilt, die geplanten Off-Shore-Windparks mit ihrem regional konzentrierten Standort, mit den zumeist kleinen Einheiten einer dezentralen Produktionsstruktur aus Biomasse, Wasser, Fotovoltaik und Geothermie in Einklang zu bringen.

D. Chancen und Risiken des Wettbewerbs aus ökologischer Sicht

Greenpeace energy eG hat sich als bewusst ökologisch handelndes Unternehmen in einem liberalisierten Markt positioniert. Eine solche Strategie ist aber nicht ohne Risiko. Vielmehr war zu Beginn der Liberalisierungsbemühungen unklar, ob ökologische Produkte im Strommarkt überhaupt honoriert werden würden. Zu Beginn der Liberalisierungsanstrengungen waren die Chancen und Risiken, die sich daraus für Umweltaspekte ergeben, ein viel diskutiertes Thema. Welche Risiken sehen wir? Nicht von der Hand zu weisen ist die Befürchtung, dass der zu erwartende Preiskampf die Standorte mit der billigsten Produktion begünstigt, was konkret höhere Importe aus den osteuropäischen Ländern bedeutet. Dabei steht zu befürchten, dass Strom importiert wird, der in Kraftwerken erzeugt wird, deren Umweltschadung drastisch unter dem deutschen Standard liegt. Hingegen werden heimische, ökologisch vorteilhafte Stromquellen wie z. B. schon bestehende Kraftwärmekopplungs-Anlagen auf diese Weise verdrängt, was in den letzten Jahren zu einem dramatischen Rückgang von KWK-Kapazitäten geführt hat. Die damit verbundene Tendenz einer geografischen Aufteilung von Stromproduktion und -verbrauch wird verstärkt durch die systematische Beteiligung der großen Energieversorgungsunternehmen in die osteuropäischen Versorger und Netzbetreiber. Somit bleibt trotz der neuen Handelbarkeit von Strom die Wertschöpfungskette letztlich oligopolistisch arrangiert, wenn auch – und das ist sicherlich neu – in einem europäischen Maßstab.

Weiterhin ist festzustellen, dass viele Stadtwerke mit der Liberalisierung überfordert waren und sind. Diese Schwäche hat den Verkauf an die bisherigen Monopolisten begünstigt. Sinnvolle dezentrale Energiekonzepte mit einem hohen Anteil an Eigenproduktion (insbesondere Kraftwärmekopplung) wurden im Zuge dieser Entwicklung schlichtweg aufgegeben. Es existieren mehrere Beispiele, die zeigen, dass nagelneue KWK-Anlagen auf Druck von Konzernen, (z. B. die zur Zeit vorgeben ziemlich on zu sein), abgeschaltet wurden, um den Strombedarf des Stadtwerkes zukünftig über den konzerneigenen Handel und die Kraftwerke zu diktieren Konditionen zu decken.

Wo liegen neben diesen unbestreitbaren Risiken die Chancen einer Liberalisierung? Greenpeace energy eG sieht die große Chance, durch die Liberalisierung des Strommarktes das Thema Umweltschutz konzeptionell voranzubringen, indem auf der Angebotsseite neue Stromhändler, aber auch neue Produzenten in den Markt treten. Somit wird die Bildung eines Marktes für grünen Strom ermöglicht und auf der Nachfrageseite hat der Kunde erstmalig die Möglichkeit, mit der Wahl des Stromanbieters zu entscheiden, für welche Energiequelle er letztlich bezahlt, nach diesem Kriterium seinen Anbieter auszuwählen.

Für viele Haushalte, die sich bewusst für ökologisch erzeugten Strom entscheiden, ist die Wechselentscheidung eine Art politischer Handlung. Das zeigen unsere

Kundenbefragungen sehr deutlich. Die betreffenden Personen haben das Bedürfnis, ein Signal für eine Energiewende zu setzen, was im Marketing für sauberen Strom durchaus eine große Rolle spielt. Insgesamt bietet die Möglichkeit, durch Liberalisierung Nachfrage nach grünem Strom zu schaffen die Chance, grünen Strom auf marktwirtschaftlicher Basis langfristig rentabel zu produzieren.

Aus Sicht der Stadtwerke sind mit der Liberalisierung nicht nur Risiken festzustellen, sondern auch viele positive Effekte. Viele Stadtwerke haben die Chance genutzt und die Eigenproduktion ausgebaut. Greenpeace energy eG kooperiert gerade beim Stromeinkauf und der Stromlieferung mit den Stadtwerken Schwäbisch Hall, die es verstanden haben, sich als Dienstleister auf dem Markt zu positionieren. Unsere Erfahrung zeigt, dass die Wahrnehmung von Risiken und Chancen der Liberalisierung gerade bei den Stadtwerken sehr unterschiedlich ausgefallen ist; bei vielen wurden die Chancen leider viel zu spät erkannt.

E. Der Markt für Grünen Strom

Auf dem sich entwickelnden Ökostrommarkt in Deutschland werden im Wesentlichen zwei Modelle – das Händlermodell und das Aufschlagsmodell – verwendet, die beide kurz vorgestellt werden sollen. Das sogenannte Händlermodell ist ein Vollversorgungsmodell mit zeitgleicher Einspeisung. Strom wird also gemäß der Lastprofile des Kunden zur Verfügung gestellt. Bei Großkunden erfolgt dies mit Leistungsmessung.

Einige Anbieter von Ökostrom sind aber nicht mit dem Händlermodell, sondern mit dem Aufschlagsmodell an den Start gegangen. Bei diesem Ansatz gibt es keine zeitgleiche Einspeisung von Ökostrom, sondern eine Lieferung des herkömmlichen Strommix des jeweils örtlichen Netzbetreibers. Der Kunde zahlt auf seinen Strompreis einen Aufschlag, den der Ökostromanbieter abschöpft und mit dem Geld regenerative Anlagen finanziert oder unterstützt, die mit den Vergütungssätzen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) nicht rentabel wären. Die Idee bei diesem Konzept ist, dass die verbrauchte Jahresmenge des Kunden letztendlich mit der produzierten Jahresmenge der geförderten Anlagen übereinstimmt.

Entscheidend beim Ökostromhandel ist hier der Finanzstrom, der unabhängig zu sehen ist von den physischen Lieferungen. Beim Aufschlagmodell zahlt der Kunde an den Anbieter. Dieser aber überweist dem öffentlichen Verteilnetzbetreiber einen Großteil der Rechnung und behält den Aufschlag, den er dann weiterverwendet. Da der örtliche Netzbetreiber den herkömmlichen Strommix liefert, erfährt Atom- und Kohlestrom eine Vergütung wie vor einem Wechsel des Kunden. Beim Händlermodell hingegen fließt das Geld des Kunden ausschließlich an die Anlagen, die der Anbieter unter Vertrag hat (regenerative + KWK-Anlagen). Nach vier Jahren Ökostromhandel hat sich das Händlermodell als das glaubwürdigere durchgesetzt. Es entspricht einem tatsächlichen Versorgerwechsel.

Die Nachfragesituation für Ökostrom ist mittlerweile mehr oder weniger gut untersucht. Es sei hier auf eine jüngere Marktstudie vom September 2002 verwiesen. Demnach geben immer noch 50 Prozent der Bevölkerung an, für die alternative Energien mehr Geld ausgeben zu wollen. Davon sind 20 Prozent bereit mehr als 10 Prozent des bisherigen Strompreises zu zahlen. Interessant ist bei der Gruppe der Ökostrominteressierten, dass die Wechselbereitschaft zu Ökostrom bei Frauen doch deutlich höher liegt als bei Männern. Das ist vor allem vor dem Hintergrund interessant, dass es bei dem Motiv des Preises genau anders herum ist.

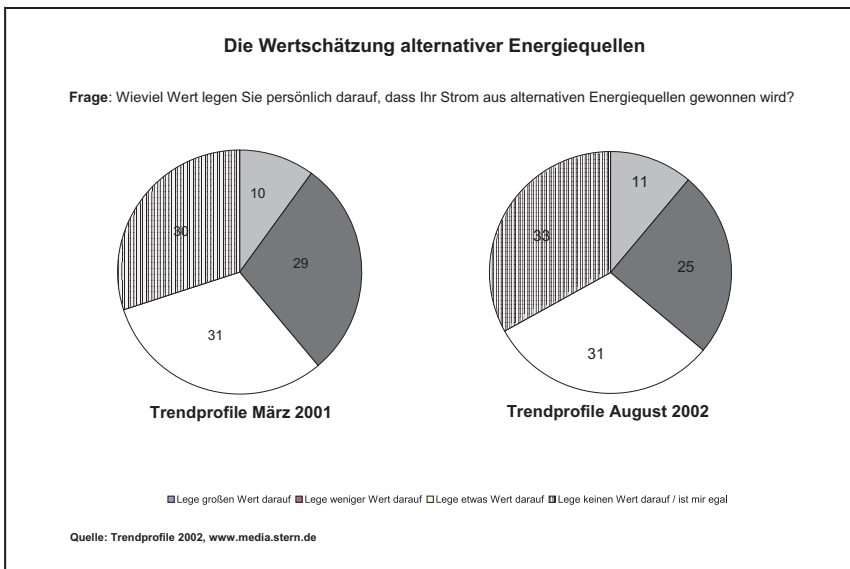


Abb. 1: Wertschätzung alternativer Energien

Unter den Ökostrominteressierten ist die Wechselbereitschaft grundsätzlich höher als in der Gesamtbevölkerung. Das macht den Ökostrommarkt an sich interessanter, weil dieses Motiv die Möglichkeit eröffnet, diesen Personenkreis auch tatsächlich zum Wechsel zu bewegen. Weiterhin ist festzustellen: Die Zielgruppe der Ökostrominteressierten ist gegenüber dem Durchschnitt älter, besserverdienend, häufiger verheiratet und häufiger Angestellter als Arbeiter.

Seit 1999 haben schätzungsweise 3,7 bis 4 Prozent der Haushalte und etwas mehr Gewerbekunden den Anbieter gewechselt. Die Zahl stagniert relativ, d. h. das Wechselgeschehen findet teilweise in der Gruppe derer statt, die schon einmal gewechselt haben. Es gibt also schon viele Zweit- und Drittwechsler. Es ist häufig so, dass z. B. jemand von yello zu Greenpeace energy eG und von Greenpeace energy

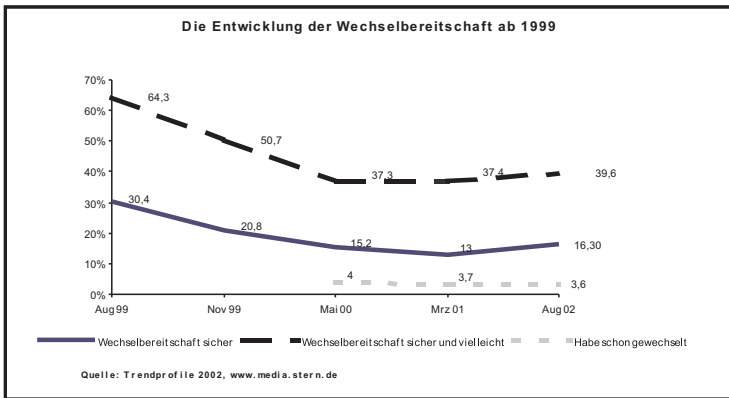


Abb. 2: Wechselbereitschaft

wieder zu einem anderen Anbieter wechselt. Bedeutsam ist hier aber, dass die Aussagen der Marktforschungen über das Wechselpotential eklatant von dem abweichen, was die tatsächlichen Zahlen sagen (Abb. 2).

Der Ökostrommarkt hat etwa 0,4 % des Wechselgeschehens auf sich vereinigen können, wenn man davon ausgeht, dass etwa 150 000 bis 170 000 Haushalte und Gewerbekunden zu Stromanbietern mit ökologischem Angebot gewechselt haben. Hinzukommen noch weitere Kunden, die bei ihrem bisherigen Versorger zu einem Ökotarif gewechselt haben. Die meisten Stadtwerke bieten inzwischen solche Tarife an; teilweise sehr erfolgreich wie in München, die angeblich über 8.000 Kunden für dieses Modell gewinnen konnten. Meist handelt es sich hier aber um ein Aufschlagsmodell, also nicht um eine Vollversorgung in einem Ökotarif. Sehr häufig ist mit einem solchen Tarif die Förderung eines bestimmten Projekts verbunden, z. B. gehen 2 Cent in die Förderung einer Solaranlage, die auf der Schule xy aufgebaut wird. Tarife dieser Art haben einen gewissen Aktionscharakter, aber der dem Kunden gelieferte Strommix bleibt de facto der gleiche wie bisher. Insgesamt lässt sich aber sagen, dass der Anteil dieser Modelle eher gering ist. Die meisten Verbraucher, die gewechselt haben, sind zu einem Ökostromanbieter gewechselt, der Vollversorgung praktiziert. Und das sind auch diejenigen, die jetzt noch Wachstum aufweisen können.

Fazit an dieser Stelle: Innerhalb des Gesamtmarktes ist der Endkundenmarkt für sauberen Stroms als Nischenmarkt zu bezeichnen. Allerdings ist es ein Markt mit großem Potenzial. Letzteres wird insbesondere dann deutlich, wenn man bedenkt, dass das Thema *Ökologie* für die Wechselbereiten auf Platz 2 der Gründe für die Wechselentscheidung rangiert, wobei der Aspekt *Preis* den Platz 1 einnimmt.

Nun ein Blick auf die Angebotsseite. In Deutschland sind noch 6 bis 7 bundesweite Ökostromanbieter im Markt. Zu Beginn der Liberalisierung hat die Vielzahl

der Ökostromanbieter einige Beobachter überrascht. Man war weithin der Meinung, dass sich dieses Angebot auf einige wenige Unternehmen konzentrieren sollte. Das wurde letztlich dadurch verhindert, dass die Anbieter sich noch nicht über das Marktpotenzial im Klaren waren. Zudem gab es zu Beginn eine große konzeptionelle Diskussion um Aufschlagmodell und Händlermodell.

Ungefähr die Hälfte der Initiativen, Ökostromanbieter zu gründen, kam aus den Reihen der Umweltverbände, die andere Hälfte aus dem Umfeld bestehender Anbieter. Es ist einleuchtend, dass die dahinter stehenden Interessen nur schwer zur Deckung zu bringen gewesen wären. Jeder, der die Idee hatte, in diesem Segment tätig zu werden, hat folglich sein Angebot zunächst alleine initiiert. Alle Ökostromanbieter, die heute noch am Markt sind, wurden spätestens im Jahre 1999, also gleich zu Beginn der Liberalisierung, gegründet.

Es ist nicht zu erwarten, dass jetzt noch weitere Anbieter hinzukommen. Die Tendenz geht eher dahin, dass es am Ende vielleicht nur noch etwa drei Anbieter geben wird, die unabhängig von Muttergesellschaften auf dem Markt agieren werden. Weiterhin werden noch einige Anbieter unter dem Dach eines jeweiligen großen Konzerns bestehen bleiben. Bisher verfolgen die Grünstromanbieter nur ein Engagement im nationalen Markt. Greenpeace energy versucht derzeit, darüber hinauszugehen, indem Gespräche in benachbarten Ländern geführt werden. Der Gedanke einer europäischen Vernetzung ist dabei sowohl für den Stromeinkauf als auch für den Vertrieb interessant.

Welche Voraussetzungen bestehen für ein tragfähiges Ökostromangebot? Die Glaubwürdigkeit des Produktes ist hierbei an erster Stelle zu nennen. Dazu zählen ein nachvollziehbarer Zusatznutzen des Ökostrombezugs, sprich der zusätzliche Bau von Anlagen; sowie die Transparenz des Produktes und Geschäftsgebarens. Nur dann sind die Kunden bereit, mehr als den Durchschnittspreis zu zahlen. Der Abstand zwischen dem Preis für Ökostrom und dem Durchschnittspreis für „Egalstrom“ kann allerdings nicht beliebig hoch sein. Ein Abweichen um mehr als 10 bis 15 Prozent ist auch einem sehr motivierten Kunden nicht mehr zu vermitteln.

Schließlich ist der Handel mit Ökostrom an Endkunden auch abhängig von einem ausreichenden Angebot im Einkaufsbereich. Schätzungsweise 90–95 % des Stromes im Ökostrommarkt stammt aus Wasserkraftwerken und KWK-Anlagen. Dies hängt erstens damit zusammen, dass diese beiden Erzeugungsarten die höchsten absoluten Volumina bereitstellen und für uns als einem Anbieter mit stetig steigender Kundenzahl die Grundversorgung darstellen. Insbesondere KWK-Anlagen spielen durch ihre leichte und schnelle Regelbarkeit eine wichtige Rolle bei der zeitgleichen Einspeisung. Weiterhin unterliegen Wasserkraft über 5 MW installierter Leistung und KWK-Anlagen als einzige von den sauberen Energiequellen der freien Preisbildung. Wind, Fotovoltaik, Biomasse und Geothermie sind zwar prinzipiell – soweit technisch möglich – frei handelbar, jedoch ist die Preisuntergrenze durch die Einspeisevergütungen gemäß dem EEG definiert.

Es wird immer wichtiger, vor allem längerfristige Kontrakte zu schließen, die über längere Zeiträume eine preisstabile Beschaffung ermöglichen müssen, zumal für die neuen Anbieter auf dem Markt die Preisstabilität aufgrund eines eigenen Kraftwerksparks fehlt. Vor allem für Kleinanbieter ist es mit erheblichen Kosten und Umstellungen verbunden, wenn in kurzen Abständen Preiserhöhungen durchgeführt werden müssen, einmal völlig abgesehen davon, dass stabile Endkundenpreise zu einem klaren Wettbewerbsvorteil geworden sind.

Vielleicht ist an dieser Stelle noch anzumerken, dass die Beschaffung von sauberem Strom von Anbeginn an eine europäische ist. Während KWK-Strom fast ausschließlich von deutschen Standorten gekauft wird, erfolgt der Bezug von Wasserkraft überwiegend aus Österreich, Norwegen und der Schweiz.

Entscheidend aus unternehmerischer Sicht ist für uns allerdings – und nun komme ich wieder auf die Ausgangsfrage der Veranstaltung zurück – die Voraussetzung eines fairen Netzzuganges. Das ist aber nicht nur wichtig für den Händler, sondern das ist auch immer zwingender notwendig für den Anlagenbetreiber. Diesen letzten Aspekt will ich im folgenden noch einmal verstärkt aufgreifen, weil er in der Diskussion über die Liberalisierung der Netze etwas zu kurz kommt.

F. Fairer Netzzugang

Die Bedingungen für Grünstrom sind in puncto Netzzugang die gleichen wie für andere Anbieter. Zu unterscheiden ist allerdings zwischen dem Netzzugang für den Händler hin zu seinen Endkunden und dem Netzzugang für den Anlagenbetreiber bzw. Lieferanten hin zum Händler.

Bei einem fairen Netzzugang geht es nicht darum, eine bestimmte Kalkulationsweise zu diktieren, die gar zu einheitlichen Netznutzungsentgelten führen könnte. Vielmehr akzeptieren wir das unternehmerische Gewinninteresse der Netzbetreiber. Auch dass es unterschiedliche Qualitäten beim Betrieb des Netzes gibt, ist unstrittig. Insofern erwarten wir auch weiterhin bei den über 900 Netzbetreibern in Deutschland unterschiedliche Preise für Netznutzung und Messdienstleistung.

Was allerdings zu kritisieren ist, ist die mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit bzw. die damit verbundene Einladung zum Missbrauch in der bisherigen Verfahrensweise. Der Umstand des natürlichen Monopols der Netzbetreiber regelt nun einmal nicht die Preisfindung über den Markt, weshalb die Praxis der Kalkulation nicht willkürlich und erst recht nicht freiwillig erfolgen kann. Es ist beispielsweise nur schwer nachvollziehbar, dass Ausgaben für Werbung für die eigenen Produkte in die Kalkulation des Netzbetriebes mit eingerechnet werden und auf diese Weise auf die Netznutzer abgewälzt werden. Es sind viele – nicht unbedingt öffentliche – Fälle bekannt, die zeigen, dass es gerade beim Kostenfaktor Personal ganz erhebliche Quersubventionierungen gibt. So ist der Fall eines großen

Versorgers bekannt, der versucht hatte, seine komplette Kantine in den Netzbereich zu verlagern. Bedenkt man diese Auswüchse, so wird sehr schnell klar, dass das Gesamtniveau der Netznutzungsentgelte bei allen Zugeständnissen an die Ausdifferenzierung zu hoch ist – sogar im europäischen Vergleich das höchste.

Aus diesem Grund macht bei Greenpeace energy eG die Beschaffung beim Endkundenpreis nur den geringsten Teil aus. Im Schnitt müssen 6 bis 7 Cent pro Kilowattstunde Netznutzungsgebühren gezahlt werden. Und hinzu kommen noch die Messgebühren, die in der Diskussion weitgehend unbeachtet geblieben sind. Aber auch hier gibt es einen großen Missbrauch. Es werden teilweise 70 bis 75 Euro pro Kunde pro Jahr verlangt, damit der Kunde eine Postkarte ausfüllt, auf der er dann seinen Zählerstand einträgt und diese dann an den Netzbetreiber schickt. Im Gewerbekundenbereich ist der Missbrauch noch eklatanter. Für eine Leistungsmessung wird dem Kunden bisher beispielsweise 100 Euro pro Monat in Rechnung gestellt. Wechselt er, verzehnfacht sich der Messpreis oft wie durch ein Wunder. Es ist nicht nachvollziehbar, wie der Wechsel des Anbieters solche Auswirkungen auf den Messpreis haben kann.

Weiterhin bestehen immer noch Fälle der Weigerung oder der Verzögerung von Netzdurchleitung. Die Zahl dieser Fälle ist zwar im Abnehmen begriffen, jedoch möchte ich feststellen, dass dieser Tatbestand in der Vergangenheit und in den so wichtigen ersten zwei Jahren der Liberalisierung das große Problem war. Viele Händler konnten teilweise gar kein Geschäft machen, weil sie nicht durchgeleitet wurden. Viele Netzbetreiber hatten sich schlicht nicht an die Regelungen der Verbändevereinbarung gehalten, obwohl sie sich zu ihnen bekannt haben.

Hier liegt das Hauptproblem bei einem System der Selbstregulierung: Es mangelt an Verbindlichkeit. Das Verfahren ist politisch nicht derart verankert, dass es eine klare Durchsetzung, eine klare Regelung bei Missbrauch ermöglicht. Das ist der eigentliche Kern des Problems, der es Newcomern sehr schwer macht, in diesen Markt einzudringen.

Wie eben angekündigt, ist als zweiter Punkt das Verhalten der Netzbetreiber gegenüber den Anlagenbetreibern anzusprechen. Immer häufiger treten Probleme bei der Vertragsgestaltung und der Vergütung dezentral einspeisender Anlagen auf. Bei regenerativen Anlagen ist der Netzzugang und die Vergütung klar gesetzlich garantiert. Es gibt viele Netzbetreiber, die erst mal in Frage stellen, ob sie an diese Vorgaben gebunden sind und dadurch den Netzanschluss von neuen Anlagen, in die investiert wurde, in der Regel nach hinten schieben und dadurch die ganze Rendite der Anlage in Gefahr bringen. Diese Problematik ist auch bei größeren Windparks keine Seltenheit mehr. Der Engpass in der Projektierung von Anlagen besteht häufig darin, dass der Netzbetreiber nicht gewillt ist, die entsprechenden Kapazitäten bereit zu stellen bzw. die Umsetzung der baulichen Maßnahmen zeitlich sehr weit verschiebt. Auch ist es möglich und teilweise durchaus sinnvoll, dass der Netzbetreiber versucht, verschiedene regenerativen Anlagen auf ein Überspannwerk zu legen, aber die Leitungen dafür nach und nach baut, allerdings unter

Bevorzugung der Anlagen, an denen er selbst beteiligt ist. Anlagen, die über Dritte ins Netz hinzukommen, bleiben erst einmal auf der Strecke. Die Wartezeit beträgt dann häufig über ein Jahr. Das ist insbesondere deshalb ein Problem, weil nach der Degression der Vergütungssätze, die das Erneuerbare Energiegesetz trifft, die Wirtschaftlichkeit der Anlage mit jedem späteren Zeitpunkt in Gefahr gerät.

Ein weiteres Phänomen sehen wir darin, dass sich die großen Netzbetreiber zunehmend vertraglich zusichern lassen wollen, einen Zugriff auf den Lastgang von neuen Anlagen zu haben. Das kann technisch gesehen grundsätzlich sinnvoll sein, lädt allerdings zu Missbrauch ein. So besteht das Problem, dass natürlich, wenn z. B. E.ON-Netz die Möglichkeit hat, mehrere Anlagen zu regulieren und in deren Produktion direkt einzugreifen, sie diejenige Windanlage vorrangig herunterfahren würde, an der sie nicht beteiligt ist. Da aber die Anlage von der Vergütung je eingespeister Kilowattstunde abhängig ist, könnten somit ganze Windparks in den Ruin getrieben werden.

Schließlich wäre noch das Thema Regelenenergie zu diskutieren. Es ist ökonomisch nicht nachvollziehbar, wie sich die Preise für Regelenenergie innerhalb kürzester Zeit verdoppeln konnte. Durch das Monopol der Übertragungsnetzbetreiber für die Bereitstellung von Regelenenergie gibt keinen ökonomischen Anreiz, das Lastmanagement langfristig zu optimieren. Es ist ihnen letztendlich egal, ob sie Regelenenergie hochfahren müssen, vor allem zu welchen Kosten, weil sie die Kosten einfach wieder rückwälzen können. In dieses nach wie vor monopolistisch organisierte Verfahren muss auf jeden Fall eingegriffen werden. Die Frage ist auch eine Aufgabenstellung an die Wissenschaft. Wie ist es überhaupt möglich, einen Regelenenergiemarkt abzubilden, wenn nur vier Anbieter, gemäß klar abgegrenzter Regelzonen, diese Regelenenergie bereitstellen.

Insgesamt lässt sich also zusammenfassen, dass ein relativ klares Urteil über den derzeitigen Missstand bei der Deregulierung am Strommarkt möglich ist. Dies sollte Anlass bei zukünftigen gesetzgeberischen Maßnahmen sein, dafür zu sorgen, mit welchem effektiven Regulierungsinstrument auch immer, dass es einheitliche und verbindliche Wettbewerbsregeln gibt, die auch schnell umgesetzt werden können und die auch Sanktionsmechanismen bei Missbrauch beinhalten. Notwendig sind nachvollziehbare Kalkulationen der Netznutzungsentgelte und der Messpreise. Mit nachvollziehbar ist nicht gemeint, einen Kalkulationsleitfaden zu haben, dessen Anwendung dann aber in der kompletten Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers zu lassen. Vielmehr muss es eine Kontrolle über die Kalkulation geben, was nicht heißt, dass Netzbetreiber gemeinnützige Vereine werden sollen. Das unternehmerische Gestaltungsmoment muss erhalten bleiben. Einheitliche und verbindliche Regeln zum Lieferantenwechsel und Datenaustausch sind genauso notwendig wie eine vollständige Liberalisierung des Mess- und Zählerwesens. Es ist heute technisch kein Problem, zu einem Bruchteil der Kosten, die momentan in Rechnung gestellt werden, auch diesen Markt zu öffnen.

G. Fazit

Die Liberalisierung des Strommarktes bietet grundsätzlich die Chance, einen Markt für Ökostrom zu initiieren. Es lässt sich feststellen, dass die Erwartung an Preisvorteile das häufigste Motiv für einen Anbieterwechsel darstellt, der Wunsch nach sauberem Strom jedoch das zweithäufigste Motiv. Das Potenzial für diesen Markt ist also relativ groß. Eine Vielfalt von Anbietern trifft auf eine beachtliche Bereitschaft, für sauberen Strom mehr zu bezahlen. Allerdings differieren gerade im Umweltbereich Anspruch und Wirklichkeit erheblich. Diesen Markt zu erschließen, bleibt daher eine unternehmerische Herausforderung, der sich die Anbieter stellen müssen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass ein fairer und diskriminierungsfreier Zugang zu den Netzen und den Messdienstleistungen besteht. Sollten diese Voraussetzungen erfüllt werden, so werden sich die positiven Seiten der Liberalisierung zeigen und es ist durchaus zu erwarten, dass Ökostrom das Preisniveau von herkömmlichem Strom erreichen wird.

Wissenschaftliches Abschlussreferat

Von C. Christian von Weizsäcker, Köln

Wie ein roter Faden zog sich durch die meisten Referate dieser Tagung das Thema des Netz-Zugangs für Konkurrenten des Netz-Inhabers. Das Problem einer geeigneten Gestaltung dieses Zugangs zu einer „Essential Facility“ ist bisher theoretisch wie praktisch ungelöst.

Es ist auch von den Vertretern der Energiewirtschaft auf dieser Tagung wenig vorgetragen worden, das für erhebliche Verbundvorteile zwischen Netz und Erzeugung spricht. Wenn es richtig sein sollte, dass derartige Verbundvorteile keine große Bedeutung haben, dann spricht aus wettbewerbspolitischer Sicht vieles für ein völliges „Unbundling“ zwischen Netz und Erzeugung. Denn durch ein auch eigentumsrechtliches Unbundling ließe sich sicherstellen, dass der Netzbetreiber keinen Anreiz mehr hat, seine Netzzugangspolitik in den Dienst seiner Interessen als Erzeuger zu stellen.

Es würde sich dann auch die Frage nach dem richtigen Netznutzungsentgelt entspannen. Denn sie würde an Bedeutung verlieren. Wenn die staatliche Aufsicht ein zu großzügiges Netznutzungsentgelt festlegen würde, so würde dies keine Beeinträchtigung des Wettbewerbs mit sich bringen. Es würden eben alle Wettbewerber das zu hohe Netznutzungsentgelt bezahlen. Sie wären insofern gleich gestellt, sodass es keine Wettbewerbsverzerrung gibt. Gewiss wäre es auch dann wünschenswert, dass die staatliche Aufsicht das „richtige“ Netznutzungsentgelt findet und festlegt. Aber ein Fehler in dieser Sache hätte keine Auswirkungen auf die vom Wettbewerb erhoffte Dynamik des Geschehens. Zu hohe Netznutzungsentgelte hätten allein etwas höhere Preise für die Verbraucher zur Folge. Zu niedrige Netznutzungsentgelte würden demgegenüber die Gefahr eines Verfalls der Netzqualität wegen mangelnder Investitionstätigkeit ins Netz mit sich bringen. Das könnte langfristig erhebliche volkswirtschaftliche Schäden verursachen. Insofern spricht vieles dafür, dann bei der Zulassung von Netznutzungsentgelten seitens der staatlichen Aufsicht relativ großzügig zu verfahren.

Diese Großzügigkeit kann sich ein Regulator oder eine Wettbewerbsbehörde nicht leisten, wenn aus ihr eine Verfälschung oder gar ein Abwürgen des Wettbewerbs resultieren würde. Diese Gefahr besteht eben dann, wenn das Unbundling nicht durchgeführt wird.

An der sich abzeichnenden Praxis des Bundeskartellamts zu den Netznutzungsentgelten wird seitens der Energiewirtschaft massiv Kritik geübt. Es sei hier dahin-

gestellt, ob diese Kritik berechtigt ist oder nicht. Dass aber diese Frage nach dem gerechtfertigten Netznutzungsentgelt ohne Unbundling nicht einhellig beantwortet werden wird, sollte keine allzu gewagte Prognose sein.