ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Müller, Edda

Article — Published Version

Unzureichende Berücksichtigung der Nachfrageinteressen: Musterbeispiel Energiemarkt

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Müller, Edda (2004) : Unzureichende Berücksichtigung der Nachfrageinteressen: Musterbeispiel Energiemarkt, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Springer, Heidelberg, Vol. 84, Iss. 11, pp. 689-694

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/42368

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Energiepreiserhöhungen - eine Folge von Regulierungsdefiziten?

Angesichts steigender Energiepreise wird die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Deutschland in Frage gestellt. Ist der erneute Anstieg der Strompreise nach der Energiemarktliberalisierung eine Folge von Regulierungsdefiziten? Welche Einwirkungsmöglichkeiten wird die Regulierungsbehörde auf den Gas- und Strommarkt haben?

Werner Marnette

Energiepreise gefährden den Industriestandort Deutschland

Warum sind die steigenden Energiepreise eine immer größere Gefahr für den Industriestandort Deutschland? Energie ist ein Rohstoff für die Industrie. Allein in den energieintensiven Industriezweigen sind in Deutschland mehr als 600 000 Menschen beschäftigt. Über 1,5 Mio. Arbeitsplätze hängen direkt und indirekt von der energieintensiven Produktion ab. Die Grundstoffindustrie hat von allen Industriebranchen den höchsten Energieverbrauch. Als erstes Glied in der industriellen Wertschöpfungskette sichern Metallerzeugung und chemische Industrie Arbeitsplätze in den weiterverarbeitenden Branchen. Doch die Entwicklung der Strompreise seit der Energiemarktliberalisierung im Jahr 1998 gefährdet die industrielle Basis in Deutschland.

Die Aluminiumindustrie hat die höchste Energieintensität. Rund ein Drittel der Produktionskosten entfallen auf den Energieeinsatz. In einem globalen Commodity-Markt spielen Produktionskosten die entscheidende Rolle. Wenn die Preissteigerungen für Strom anhalten, werden die deutschen Standorte schnell ihre Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Für den Fall weiter steigender Energiekosten haben die deutschen Aluminiumhersteller, die internationalen Konzernen angehören, bereits Standortverlagerungen ins Ausland angekündigt. Auch die Kupfer- und Stahlerzeugung haben eine sehr hohe Energieintensität. Sie gehört gleichermaßen zu den Verlierern steigender Energiekosten. Zweifellos werden anhaltend hohe Energiepreise die Abwanderung der Grundstoffindustrie zur Folge haben.

Energie ist ein existenzieller Wettbewerbsfaktor für die deutsche Wirtschaft: Sie muss langfristig gesichert und umweltverträglich sein sowie zu international wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung stehen. Nur unter diesen Bedingungen kann die Wirtschaft vorausschauend planen, investieren und Arbeitsplätze schaffen. Dass Deutschland heute eines der Schlusslichter in der wirtschaftlichen Entwicklung ist, hat auch mit der Energiepolitik der Bundesregierung und dem mangelnden Wettbewerb auf den Energiemärkten zu tun. Die deutsche Energielandschaft ist gekennzeichnet durch die Verbindung einer ideologisch orientierten Politik mit der Ausnutzung von Marktmacht durch vier große Stromversorgungsunternehmen. Staatliche Eingriffe und die einseitigen Interessen der Energiewirtschaft gefährden durch eine Preisspirale die Wettbewerbfähigkeit des Industriestandorts Deutschland.

Energiepolitik als Standortfaktor begreifen

Die aktuelle Energiepolitik verstößt gegen die gleichrangigen Grundprinzipien von Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit. Sie setzt den Schwerpunkt auf die Ökologie. Durch die Eingriffe des Staates sind die Energiepreise dramatisch gestiegen – mit erheblichen Kostennachteilen für die industrielle Produktion. Im internationalen Vergleich zahlen deutsche Industrieunternehmen nach Italien die höchsten Strompreise in Europa. Seit Beginn der Marktliberalisierung im Jahr 1999 ist der Strompreis für industrielle Verbraucher um 26% gestiegen. Daran haben staatliche Belastungen wie Stromsteuer sowie Umlage aufgrund des Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG) und des Kraft-Wärmekopplungs-Gesetzes (KWKG) maßgeblichen Anteil.

Nachdenklich stimmt, dass die Klimaschutzinstrumente Stromsteuer, EEG und KWKG im Wesentlichen einen preistreibenden Effekt

haben, wohingegen ihr Beitrag zum Klimaschutz gering ausfällt. Die Dauersubventionen für Erneuerbare Energien über den Strompreis gehen zu Lasten der Kaufkraft der privaten Haushalte und der energieintensiven Industrieunternehmen. Diese werden, auch unter Ausnutzung der Härtefallregelung, von den Kostenbelastungen durch die Förderung der Erneuerbaren Energien in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit schmerzhaft getroffen. Durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere aus Windkraft, werden die Emissionen von Treibhausgasen kaum gesenkt. Zudem ist das Kosten-Nutzen-Verhältnis im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung sehr ungünstig.

Die Vermeidung von CO_2-Emissionen durch den Ausbau von Windkraft und Solarenergie ist volkswirtschaftlich äußerst ineffizient. Nach Aussagen von Thilo Bode, dem ehemaligen Geschäftsführer von Greenpeace, wird mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien das Klimaschutzziel des Kioto-Protokolls niemals zu tragbaren Kosten erreichbar sein. Die Förderung der Windenergie sei ein Technologieförderungsprogramm, das als CO_2-Reduktionsprogramm viel zu viel Geld koste. Selbst vorsichtige Schätzungen, die nur die Einspeisevergütung berücksichtigen und somit die erhöhten Netzkosten und die Kosten für die Nutzung von Back-up-Kapazitäten außer Acht lassen, veranschlagen den Preis jeder vermiedenen Tonne CO_2 auf mindestens 195 Euro. Dagegen dürften Maßnahmen bei Kohle- und Gaskraftwerken deutlich unter 30 Euro je Tonne kosten.

Deutschland ist Vorreiter im Umwelt- und Klimaschutz. Doch übertriebene Umweltschutzziele und nationale Alleingänge gefährden die industrielle Produktion. Die Bundesrepublik übernimmt freiwillig 75% der europäischen Minderungsverpflichtung des Kioto-Protokolls. Auch angesichts der Schwäche von Industrie und Energiewirtschaft in den neuen Bundesländern, die großteils zur Reduktion der CO_2-Emissionen seit 1991 beigetragen hat, ist dies ein ehrgeiziges Ziel. Bis zum Jahr 2012 soll der deutsche CO_2-Ausstoß um 21% sinken. Im Jahr 2002 konnten die CO_2-Emissionen im Vergleich zu 1991 bereits um 18% verringert werden. Dennoch bemühte sich die Bundesregierung, schon in der Einführungsphase des Emissionshandels die CO_2-Emissionen zu senken, obwohl sich dieses neue Instrument zunächst einmal einspielen und bewähren muss. Dabei wird weitgehend außer Acht gelassen, dass die Industrie über ihre Selbstverpflichtung eine erhebliche Vorleistung erbracht hat.

Noch schwerer wiegt die unzureichende weltweite Durchsetzung des Emissionshandels. Während die Nicht-Kioto-Staaten wie China, USA und Indien aufgrund ihres starken Wirtschaftswachstums kräftig zulegten und weiter zulegen dürfen, ist es der deutschen Industrie nur unter großen Mühen gelungen, eine weitere Reduktionsverpflichtung zu vermeiden. Eine solche Wettbewerbsverzerrung zulasten der europäischen Industrie ist nicht zum Nutzen des Weltklimas.

Die regional ungleiche Deckelung der CO_2-Emissionen verteuert in Europa die Energiepreise. Diese Kostennachteile induzieren eine Verlagerung besonders energieintensiver Produkte in Staaten, die nicht das Kioto-Protokoll ratifiziert haben. Darunter sind überwiegend Standorte mit deutlich niedrigeren Umweltschutzstandards als in Europa. Somit kann die Vorreiterrolle Europas im Umweltschutz letztlich dem globalen Umweltschutz zuwiderlaufen. Denn Produkte, die europäische Unternehmen nach höchsten Umweltschutzstandards produzieren, werden nach Einführung des Emissionshandels durch Importe ersetzt, die weit geringeren Umweltschutzstandards genügen.

Kernenergie

Durch die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung werden jährlich 120 bis 150 Mio. Tonnen CO_2-Emissionen in Deutschland vermieden. Der Ausstiegsbeschluss stellt daher Deutschland

Die Autoren
unseres Zeitgesprächs:

Dr.-Ing. Werner Marnette, 59, ist Vorsitzender des Vorstands der Norddeutschen Affinerie AG in Hamburg und Vorsitzender des Energieausschusses des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI).

Dr. Eberhard Meller, 59, ist Hauptgeschäftsführer des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e. V. in Frankfurt am Main.

Matthias Kurth, 52, ist Präsident der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post in Bonn.

Prof. Dr. Edda Müller, 62, ist Vorsitzende des Bundesverbandes der Verbraucherzentralen in Berlin.

Prof. Dr. Dieter Schmitt, 65, Lehrstuhl für Energiewirtschaft am Fachbereich Wirtschaftswissenschaften der Universität Duisburg-Essen (Campus Essen).

vor erhebliche Probleme bei der Einhaltung der vereinbarten Klimaschutzziele. Zudem gehen durch das Auslaufen der Kernkraftwerke rund 50% der deutschen Grundlastversorgung verloren. Die Erneuerbaren Energien sind weder mengenmäßig noch preislich in der Lage, die Stromerzeugung aus Kernkraft zu ersetzen. Weltweit erlebt die Kernkraft derzeit eine Renaissance. Die deutschen Kernkraftwerke zählen zu den sichersten und leistungsstärksten Reaktoren. Um der starken Verteuerung anderer Energieträger wie Kohle und Öl aus dem Weg zu gehen und gleichzeitig die Klimaschutzziele zu erfüllen, erscheint es naheliegend, die Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke zumindest von 32 Jahren auf 40 oder 50 Jahre zu verlängern. Damit ist Zeit gewonnen, ein tragfähiges Energiekonzept zu erarbeiten und umzusetzen. Drei Gründe sprechen dafür, durch die Verlängerung der Laufzeit eine Brücke von zehn bis 20 Jahren zu schlagen:

- Aufgrund weiterer Produktivitätssteigerungen wird ein Teil der Erneuerbaren Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen Strom erzeugen.
- Durch weitere Effizienzsteigerungen, insbesondere im Haushalts- und Verkehrssektor, können Energieeinsparpotenziale realisiert werden.
- Der technische Fortschritt erlaubt den Bau von Kohlekraftwerken mit deutlich geringeren CO_2-Emissionen.

Wettbewerb auf den Energiemärkten schaffen

Nach Beginn der EU-weiten Marktöffnung sanken die deutschen Strompreise und verhalfen den hiesigen Stromkunden aus Industrie und Gewerbe zu Wettbewerbsvorteilen. Diese Liberalisierungserfolge sind heute aufgezehrt. Während die deutschen Strompreise wieder das Niveau wie vor der Liberalisierung und sogar darüber hinaus erreicht haben, zahlen unsere europäischen Wettbewerber mittlerweile deutlich niedrigere Strompreise als im Jahr 1998. Ursache für diese Entwicklung ist neben den staatlichen Einflussfaktoren vor allem der unzureichende Wettbewerb auf dem Strommarkt. Durch Fusionen und den Erwerb von Beteiligungen liegen mittlerweile rund 80% der deutschen Stromerzeugungskapazität in den Händen der vier großen Stromanbieter. Nach der Liberalisierung im Jahr 1998 wurde die Entwicklung wettbewerbsfähiger Märkte durch die Konzentration der Erzeugungs- und Netzkapazitäten unterbrochen. Dies wird zum Beispiel in der Angebotspraxis deutlich. Inzwischen sind Angebote außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes kaum noch zu bekommen, obwohl die Unternehmen zu Beginn der Liberalisierung über ihre angestammten Versorgungsgebiete hinaus interessante Preisangebote gemacht hatten.

Die Monopolkommission hat in ihrem 15. Hauptgutachten vom Sommer 2004 die Wettbewerbsmängel des deutschen Strommarktes auf den Punkt gebracht:

- Durch horizontale und vertikale Zusammenschlüsse hat sich ein wettbewerbsloses Oligopol der Verbundunternehmen herausgebildet, das die deutschen Strommärkte gegenüber Dritten abschottet.
- Das überaus hohe Niveau der Netzzugangsentgelte ist mit Hilfe des Kartellamts nicht in den Griff zu bekommen.
- Selbst mit kleinen Strommengen können die Anbieter in Spitzenlastzeiten die Marktpreise der EEX-Strombörse in Leipzig beeinflussen.
- Der angekündigte Abbau von Kraftwerken, und nicht nur der Kernkraftwerke, verschärft die Wettbewerbsverzerrungen.

Intransparente und im internationalen Vergleich überhöhte Netzentgelte behindern in erster Linie den Wettbewerb. Nach Berechnungen des Verbandes der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft liegt die Spreizung zwischen dem teuersten und dem günstigsten Netzbetreiber – bei vergleichbaren Netzen – bei mehr als 100%.

Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes

Dagegen soll die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Abhilfe schaffen. Das Gesetz und seine Verordnungen werden die rechtliche Basis für die Strom- und Erdgasmarktregulierung sein. Nach Vorgaben der EU hätte die Regulierungsbehörde (REGTP) ihre Arbeit bereits zum 1. Juli 2004 aufnehmen müssen. Aus heutiger Sicht ist ein Start vor dem 1. Juli 2005 nicht zu erwarten. Die Niederlande haben einen gänzlich anderen Weg gewählt. Im Jahr 2001 hat der Staat das gesamte niederländischen Hochspannungsnetz in Staatseigentum überführt. Seitdem wird es von der staatlichen Betreibergesellschaft Tennet verwaltet, die für einen diskriminierungsfreien Netzzugang aller europäischen Stromproduzenten Sorge zu tragen hat.

Nach geltendem deutschen Recht unterliegen die Netzbetreiber bei der Kalkulation ihrer Entgelte für Industrie und Gewerbe keiner wirksamen Kontrolle. Die Folge davon ist, dass die Netzbetreiber mit Beginn des Jahres 2005 drastische Steigerungen der Netzentgelte angekündigt haben. Auf der Höchstspannungsebene fallen die

Preissteigerungen mit einem Anstieg von bis zu 19% besonders deutlich aus. Für die energieintensive Industrie sind die Netzentgelte ein nicht unerheblicher Preisbestandteil. Solche drastischen Erhöhungen verschlechtern unmittelbar die internationale Wettbewerbsfähigkeit aller industriellen und gewerblichen Kunden.

Dieser Praxis ist nur mit einer schlagkräftigen Regulierungsbehörde beizukommen, die direkt und effektiv Einfluss auf die Netznutzungsentgelte nehmen kann. Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz und seine Verordnungen müssen der Behörde Instrumente an die Hand geben, die eine diskriminierungsfreie und preiswerte Netznutzung ermöglichen. Die Erfahrungen mit der Regulierung der Telekommunikationsmärkte sprechen dafür, dass nur eine Vorab-Genehmigung der Netzentgelte eine wirkungsvolle Kontrolle verspricht. Eine nachträgliche Missbrauchsaufsicht scheint vielmehr die Kostenpraxis aus der Zeit der Gebietsmonopole zu zementieren.

Die anfängliche Kostenorientierung der Netzentgelte ist dabei durch ein funktionsfähiges Vergleichsmarktkonzept und eine dynamische Anreizregulierung abzulösen. Erst auf dieser Basis kann mittels der Preisgenehmigung durch die Regulierungsbehörde ein wettbewerbsfähiges Niveau der Netznutzungsentgelte erreicht werden. Diese Art der Preisgenehmigung hat nichts mehr zu tun mit der derzeitigen bürokratischen Preisaufsicht, die ausschließlich kostenbasiert erfolgt. Zukünftig sollen sich die Netzentgelte in einem ersten Schritt immer an denen des günstigsten Netzbetreibers orientieren. Wohl wissend, dass auch diese Preise auf Kosten basieren und nicht im Wettbewerb ermittelt wurden.

In einem zweiten Schritt ist eine über den reinen Kostenvergleich hinausgehende dynamische Anreizregulierung einzuführen. Mit diesem Instrument können weitere Preis- und Kostensenkungen erreicht werden, die nicht der Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber zuwider laufen. Wichtig für eine langfristig effiziente Bereitstellung der Netze ist, dass Kostensenkungen durch Innovationen nicht sofort an die Kunden weiterzugeben sind. Wenn ein Netzbetreiber für eine begrenzte Zeit die Früchte seiner Bemühungen einfahren kann, wird er auch in Zukunft Kostensenkungen anstreben, die mit einer gewissen Zeitverzögerung den Kunden zugute kommen.

Effektivere Strombörse erforderlich

Der mangelhafte Wettbewerb zeigt sich auch an der Leipziger Strombörse EEX. Am Terminmarkt der EEX, der rechnerisch etwa 9% des deutschen Stromverbrauchs ausmacht, etablieren sich aufgrund des sehr engen Anbietermarktes seit etwa zwei Jahren stetig steigende Großhandelspreise. Im Preisanstieg von rund 19 Euro/MWh im Jahre 2000 auf 35 Euro/MWh im Jahr 2005 kommt keineswegs eine zunehmende Stromknappheit zum Ausdruck. Weder ist die Nachfrage erheblich gestiegen, noch hat sich das Angebot drastisch verknappt. Der Preisanstieg lässt sich nicht mit Hilfe erhöhter Brennstoffkosten begründen. Denn Erdöl wird kaum noch zur Stromerzeugung eingesetzt und die Preise für Importkohle zogen erst im Verlauf des Jahres 2003 deutlich an, wobei der Preis für die heimische Braunkohle stabil geblieben ist. Es scheint, dass die EEX die Marktmacht der großen vier Stromerzeuger widerspiegelt.

Unabhängige Stromhandelsunternehmen spielen an der EEX nur eine untergeordnete Rolle. Auch kleine Unternehmen handeln kaum an der Leipziger Strombörse. Anders als in Skandinavien sind die Netzbetreiber in Deutschland nicht verpflichtet, Daten über die Leistungen der Kraftwerke und Prognosen über die Netzlast in ausreichendem Umfang zu veröffentlichen. Aber nur wer über diese Daten verfügt, kann an einem effektiven Stromhandel teilnehmen. Aus dem außerordentlich hohen Handelsvolumen der skandinavischen Strombörse Nord Pool lässt sich schließen, dass solche Informationsasymmetrien dort offensichtlich nicht bestehen.

Kritisches Augenmerk ist auf die so genannten Over the Counter-Geschäfte (OTC) zu legen, die in der Regel die Hälfte des gesamten Handelsvolumens ausmachen. Hierbei handelt es sich um außerbörsliche, bilaterale Termingeschäfte, bei denen die EEX nur die Erfüllung garantiert und das Ausfallrisiko trägt. Solche Geschäfte können die Preisentwicklung des Marktes bestimmen, insbesondere wenn keine börslichen Terminkontrakte abgeschlossen werden. An solchen Tagen werden die so genannten Market Maker aufgefordert, Preise abzugeben. Diese werden dann als Referenzpreise für Vertragsabschlüsse zwischen Energieversorgern und Industriekunden zu Grunde gelegt. Deshalb kommt die Monopolkommission zu dem Schluss, dass selbst mit kleinen Strommengen die Anbieter in Spitzenlastzeiten die Marktpreise der EEX-Strombörse in Leipzig beeinflussen können.

Fazit

Der deutsche Kraftwerkspark ist überaltert. Bis 2020 gehen zwei Drittel der konventionellen

Kraftwerke aus Altersgründen vom Netz. Dies wird durch den Atomausstieg verschärft. Aus Sicht eines funktionsfähigen Wettbewerbs ist es problematisch, dass der Kapazitätsabbau den vier großen Stromanbietern ein weiteres Instrument zur Angebots- und Preisgestaltung an die Hand gibt. Durch Energieeinsparung allein wird diese Kapazitätslücke nicht zu schließen sein. Außer Frage steht, dass auch die Erneuerbaren Energien die Kapazitätslücke nicht schließen können, selbst wenn das ambitionierte Ziel der Bundesregierung erreicht wird, im Jahr 2020 mindestens 20% des Stroms aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen. Daher ist es zwingend notwendig, umgehend mit der Planung und dem Bau von neuen Kohle- und Gaskraftwerken zu beginnen. Je länger die Kernkraftwerke laufen, desto mehr Zeit bleibt, modernste Technik einzusetzen, die mit einem minimalen CO_2-Ausstoß verbunden ist. Vorraussetzung für den zügigen Ersatz ist eine grundlegende Überarbeitung des deutschen Planungsrechts.

Mein Fazit: Deutschland hat trotz der seit 1998 andauernden Energiediskussion bislang zu keiner schlüssigen Energiepolitik gefunden. Dies gilt sowohl für die rotgrüne Bundesregierung als auch für die Unionsparteien und die FDP. Die politische Klasse in Deutschland hat offenbar die Brisanz einer dauerhaft preisgünstigen Energieversorgung nicht erkannt. Während der frühere Bundeskanzler Helmut Schmidt und seine sozial-liberale Regierungskoalition ein konsistentes Maßnahmenpaket geschnürt hatten, um Deutschland von Energieimporten aus aktuellen und drohenden Krisenregionen unabhängig zu machen, sind derartige Ansätze aktuell weit und breit nicht zu sehen.

Zu befürchten ist, dass sich die Parteien erst nach weiteren Krisen in Nahost zu einer gedanklichen Durchdringung unserer Energieprobleme bequemen werden. Ein ganz anderes Bild bieten Skandinavien und die Niederlande: Es hat die Regierung in Den Haag große politische und finanzielle Anstrengungen gekostet, freien Wettbewerb auf dem Strom- und dem Gasmarkt herzustellen. Ähnliches gilt für die vier skandinavischen Staaten. Aus Sicht eines deutschen Industrieunternehmens ist es dringend angezeigt, sich die Maßnahmen dieser Nachbarländer genau anzuschauen und die besten Ideen für fairen Wettbewerb auf den deutschen Energiemärkten zu nutzen. Dieses würde Industrie und Gewerbe sowie der gesamten EU zugute kommen.

Eberhard Meller

Energie: Ein ganz besonderer Markt

Der Strommarkt weist im Vergleich zu anderen Märkten Besonderheiten auf. Zum einen handelt es sich um einen gespaltenen Markt. Während in der Erzeugung, im Handel und im Vertrieb von Strom Wettbewerb herrscht, existiert aufgrund der technisch-wirtschaftlichen Besonderheiten des Produkts Strom (Leitungsgebundenheit, Nicht-Speicherbarkeit) in der Übertragung und Verteilung ein natürliches Monopol. Dieses natürliche Monopol der Stromnetze macht eine Regelung der Netzzugangsbedingungen erforderlich. Die zwischen allen Marktteilnehmern verhandelte Verbändevereinbarung Strom hat die erforderlichen Marktregeln gesetzt und den Wettbewerb auf dem Strommarkt vorangebracht. Die mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes anstehende Einführung einer Regulierungsinstanz wird künftig die Phase der Selbstregulierung ablösen.

Eine weitere Besonderheit gibt es hinsichtlich der Preisbildung. Während die Preise und Lieferkonditionen für Sondervertragskunden frei gebildet werden können, existiert eine wirksame Preisaufsicht und eine Lieferverpflichtung für die Kunden, die zu Allgemeinen Tarifen versorgt werden. Auch hier besteht demnach eine Marktspaltung. Dazu kommt, dass die Nachfrage nach dem Produkt Strom relativ preisunelastisch reagiert. Die Substitution von Strom bei den Verbrauchern durch andere Energiearten ist üblicherweise nur im Rahmen von Neuinvestitionen möglich, zum Teil ist sie aber technisch-wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Die Stromversorger agieren unabhängig von den jeweiligen Eigentümerverhältnissen seit jeher auf privatwirtschaftlicher Basis. Dennoch ist die Stromwirtschaft im Vergleich zu anderen Branchen außerordentlich stark politisch beeinflusst, z.B. bei der Wahl der Erzeugungstechniken oder durch fiskalische oder parafiskalische Beanspruchung. Die energiepolitischen Vorgaben des Staates setzen den Rahmen, in dem sich die rund 1100 Stromerzeuger,

Netzbetreiber, Händler und Stromverkäufer sowie die einige Tausend Betreiber von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien bewegen.

Der Strompreis im Zieldreieck der Energiepolitik

Im Zieldreieck der Energiepolitik, in dem sich die Akteure Staat, Stromwirtschaft und Verbraucher bewegen, nimmt der Strompreis eine mehrfache Rolle ein. Zwischen den energiepolitischen Zielen Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit bestehen häufig Konflikte. Davon sind auch die Strompreise nicht ausgenommen.

Im Zusammenhang mit dem Ziel der Wirtschaftlichkeit sollen niedrige Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit der Kunden, vor allem der energieintensiven Industrien, fördern und damit auch den Wirtschaftsstandort Deutschland konkurrenzfähiger machen. Dies war ein wesentliches Ziel, das mit der Liberalisierung der Energiemärkte verfolgt wurde. Niedrige Preise sind auch das wesentliche Kriterium der Großkunden bei der Wahl ihres Stromversorgers. Die Strompreise setzen Wettbewerbssignale.

Das Ziel der Umweltverträglichkeit verlangt nach hohen Preisen. Hier soll eine Lenkungswirkung im Hinblick auf einen aus umweltpolitischer Sicht unerwünscht hohen Energieverbrauch erreicht werden. Die Strompreise geben die Knappheitssignale für den Faktor Umwelt. Ein Instrument hierfür ist die Verteuerung des Energieverbrauchs durch die Ökosteuer. Ob die von der Umweltpolitik erwünschten Ziele allerdings bei einer kurz- und mittelfristig preisunelastischen Nachfrage nach dem Produkt Strom erreicht werden können, ist zu hinterfragen.

Die dritte Dimension des Zieldreiecks, die Versorgungssicherheit, lässt sich auch dahingehend interpretieren, dass ausreichende Kapazitäten für die Produktion von Strom und für die Übertragung und Verteilung bestehen müssen. Insofern ist es auch von Bedeutung, ob in die für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung notwendige Infrastruktur investiert wird. Die Strompreise geben – in einer marktwirtschaftlichen Ordnung – die Investitionssignale für den Bau von Kraftwerken und Netzen. In diesem Sinn sind Strompreise angemessen, wenn sie dem Investor eine marktübliche Rendite seines Kapitaleinsatzes versprechen.

Im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit spielt sich auch die Diskussion über die Höhe der Strompreise ab. Die unterschiedlichen und zum Teil sich widersprechenden Aussagen des Bundeswirtschaftsministers, des Umweltministers, der Industrieverbände, der Verbraucher- und Umweltorganisationen und der Stromwirtschaft sind Ausdruck der bestehenden Zielkonflikte.

Talfahrt der Strompreise im Wettbewerb

Die Strompreise für die Industrie und für die Haushalte sanken nach der Liberalisierung des Strommarkts zunächst kräftig. Im Jahr 2000 zahlte die mittelständische Industrie im Durchschnitt 40% weniger für den Strom als zwei Jahre zuvor. Die Preise für die Haushalte verminderten sich um knapp ein Fünftel. Diese Entwicklung war zum einen das Ergebnis der Rationalisierungsmaßnahmen auf Seiten der Stromversorger, zum anderen spiegelte sich der massive Preiskampf in der Anfangsphase des Wettbewerbs wider.

Seit 2001 steigen die Strompreise wieder an. Ein großer Teil des Anstiegs ist auf die zunehmenden staatlichen Belastungen der Strompreise zurückzuführen. So entfällt vom Strompreis, den ein durchschnittlicher Drei-Personen-Haushalt mit 3500 Kilowattstunden Jahresverbrauch zahlen muss, etwa 40% auf Steuern, Abgaben und Umlagen. 2004 wird der hier dargestellte Muster-Haushalt rund 5% mehr für den Strom bezahlen müssen als zu Beginn der Liberalisierung 1998. Zwar ist auch der Betrag gestiegen, den die Stromversorger für Erzeugung bzw. Beschaffung, Verteilung und Vertrieb von Strom erheben. Die Strompreise für die Haushalte wären jedoch ohne die gestiegenen Staatslasten 2004 noch um 16% günstiger als 1998.

Für die Industrie ist die staatliche Belastung prozentual gesehen zwar geringer, doch hat sich der Staatsanteil (ohne Stromsteuer) seit 1998 etwa verfünffacht. Dennoch zahlt die mittelständische Industrie 2004 im Durchschnitt noch etwa ein Fünftel weniger für den Strom als 1998.

Staatliche Belastungen stark gestiegen

Seit 1998 haben sich die Staatslasten auf den Strompreisen insgesamt verfünffacht. 2004 werden die Stromkunden für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Kraft-Wärmekopplungs-Gesetz (KWKG), die Konzessionsabgabe und die Stromsteuer fast 12 Mrd. Euro bezahlen. Dazu kommt noch die Mehrwertsteuer.

Während bei Konzessionsabgabe, Stromsteuer und KWKG aus derzeitiger Sicht mit Stabilität oder sogar leichtem Rückgang gerechnet werden kann, wird die Belastung durch das EEG in den nächsten Jahren noch zunehmen. Die beabsichtigte Erhöhung des

Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von heute rund 8% auf 12,5% im Jahr 2010 wird die EEG-Zahlungen weiter steigen lassen. Die gesamten Einspeisevergütungen könnten 2010 über 5 Milliarden Euro betragen.

Dass die Industrie und die Verbraucherverbände über die seit 2001 wieder zunehmenden Strompreise klagen, ist für sich genommen verständlich. Es sollte aber klar sein, auf wen die Erhöhungen maßgeblich zurückgehen, nämlich auf den Staat. Zwar sind auch die Netto-Preise gestiegen. Es besteht aber ein seltsames Wettbewerbsverständnis, wenn gefordert wird, dass in einem liberalisierten Markt die Preise nicht steigen, sondern – auch bei veränderten Rahmenbedingungen – nur noch sinken dürfen. Wettbewerb ist keine Einbahnstraße zu immer niedrigeren Preisen.

Preisauftrieb an den Strombörsen

Der Staat hat – wie beschrieben – großen Einfluss auf die Entwicklung der Strompreise in Deutschland. Es gibt aber zusätzlich angebotsseitige Faktoren, die sich unter anderem in der Preissituation an den Großhandelsmärkten zeigen.

Betrachtet man die Entwicklung der Preise für beispielsweise das Jahresfuture Grundlastlieferung 2004 an der Leipziger Strombörse EEX, so ergibt sich für das ganze Jahr 2003 ein steigender Preistrend mit einer deutlichen Beschleunigung im Oktober/November. In der Spitze war die Grundlastlieferung Anfang November 2003 mit rund 36 Euro pro Megawattstunde (MWh) etwa ein Drittel teurer als zu Jahresbeginn. Nach einer Seitwärtsbewegung in den ersten Monaten des Jahres 2004 haben die Preise für das Jahresfuture Grundlastlieferung 2005 wieder angezogen.

Die Preise an den Großhandelsmärkten für Strom haben für die Bezugsverträge der Industrie und der Weiterverteiler-Unternehmen eine Indikatorfunktion. Steigende oder sinkende Trends bei den Großhandelspreisen zeigen sich mit einer gewissen Zeitverzögerung in den Bezugspreisen. Damit verändern sich die Beschaffungskosten der Vertriebsbereiche der Stromversorger.

Der Preisanstieg auf den Großhandelsmärkten hat fundamentale Ursachen. Die seit 2001 erfolgte Reduzierung der zu Beginn der Liberalisierung vorhandenen Kapazitäten ist ein wesentlicher Faktor. Die großen Stromerzeuger haben in den letzten Jahren zahlreiche Kraftwerke, angekündigt waren bis zu 10 000 Megawatt, stillgelegt oder eingemottet. Dadurch haben sich die Angebots-Nachfrage-Relationen verändert mit entsprechenden Folgen für die Preise.

Verstärkt wurde dieser Effekt dadurch, dass vor allem im europäischen Ausland die Kraftwerksverfügbarkeit besonders im heißen Sommer und Herbst 2003 eingeschränkt war. Dies betraf nicht nur die Wasserkraft, die unter mangelnden Niederschlägen litt, sondern zeitweise auch thermische Kraftwerke aufgrund fehlender Kühlwassermengen. Die führte vor allem an den Spotmärkten zu stark schwankenden Preisen, was auch auf die Terminmärkte ausstrahlte.

Nicht zuletzt spielen auch die Reaktionen der Marktteilnehmer an den Börsen eine gewichtige Rolle. Spekulationsgeschäfte, „stop-loss“ Transaktionen und vereinzelt auch Panik-Reaktionen dürften im Herbst zu einer Verstärkung des Preissteigerungs-Trends geführt haben.

Es kam aber nicht nur an den deutschen Großhandelsmärkten zu steigenden Preisen. Die Entwicklung auf den Strombörsen in Skandinavien und in Großbritannien nahmen den gleichen Verlauf wie die deutsche EEX. Auch dies spricht für das Wirken der fundamentalen Faktoren.

Während die Spotmärkte von den verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und der Witterung beeinflusst werden, hängt die Entwicklung auf dem Terminmarkt unter anderem von den Preisen der Kraftwerksbrennstoffe ab. Beim wichtigsten Import-Energieträger, der Steinkohle, kam es im Laufe des Jahres 2003 zu erheblichen Preissteigerungen. Die Preise auf dem Steinkohle-Spotmarkt haben sich von Anfang 2003 bis Mitte 2004 nahezu verdoppelt, und auch der durchschnittliche Einfuhrpreis für Steinkohle – in den auch die längerfristigen Bezugsverträge eingehen – ist um die Hälfte gestiegen. Dies ist zum einen auf die stärkere weltweite Nachfrage nach Kraftwerkskohle zurückzuführen. Zum anderen haben sich auch die Frachtkosten drastisch erhöht, was unter anderem auf die starke Inanspruchnahme der weltweiten Frachtkapazitäten durch die Rohstoff-Importe in Südostasien, besonders China, zurückgeht. Zwar sind die Frachtraten zwischenzeitig wieder etwas gesunken. Nach Einschätzung der Marktkenner kann aber erst im Laufe des Jahres 2005 mit einer dauerhaften Entspannung bei den Frachtraten gerechnet werden, wenn zusätzliche Schiffe bereitstehen. Aus Steinkohle stammt etwa ein Viertel des in Deutschland erzeugten Stroms. Über die Hälfte davon ist importierte Steinkohle. Auch die Öl- und Gaspreise liegen seit zwei Jahren deutlich über ihren langjährigen Mitteln. Die Bedeutung dieser beiden Energieträger für die Stromerzeugung ist allerdings geringer als die der Steinkohle.

Eine weitere Kostensteigerung für die deutschen Stromversorger erwächst aus den nicht durch das EEG abgedeckten Folgekosten des Ausbaus der Windenergie. Zunehmender Aufwand für Regelenergie, eine schlechtere Auslastung der herkömmlichen Kraftwerke und Netzausbaukosten für die Einbindung neuer Regenerativ-Kraftwerke sind hier zu nennen.

Deutschland steht übrigens bei den Preissteigerungen nicht allein. Die neueste Übersicht von Eurostat, dem Statistischen Amt der EG, über die Strompreisentwicklung für Europa zeigt, dass die Preise in nahezu allen EU-Mitgliedstaaten im zweiten Halbjahr 2003 gestiegen sind.

Hohe Kapazitätslücken

Eine große Herausforderung für die Stromwirtschaft ist die Deckung der spätestens ab 2010 entstehenden Angebotslücken bei den Kraftwerkskapazitäten. Die notwendigen Erneuerungen der fossilen Kraftwerke auf Kohlebasis, die in den siebziger und achtziger Jahren ans Netz gingen bzw. im Zuge der Nachrüstung mit Rauchgasreinigungsanlagen ertüchtigt wurden und die vorzeitige Stilllegung der Kernkraftwerke lässt ein Defizit von 40 000 bis 50 000 Megawatt Kraftwerksleistung erwarten. Das ist fast die Hälfte des Kraftwerksparks in Deutschland. Welche Brennstoffe für die neuen Kraftwerke zum Einsatz kommen können, hängt von den energiepolitischen Rahmenbedingungen ab. Zwar besteht jetzt zumindest bis 2012 mehr Klarheit über die Belastung der Erzeugung durch den Emissionszertifikatehandel. Andere Randbedingungen, z.B. die Entwicklung der Energieträgerpreise oder umweltpolitische Vorgaben, sind naturgemäß ungewiss. Insofern lässt sich über die künftige Kostenstruktur des deutschen Kraftwerksparks und damit auch über das Erzeugungspreisniveau noch keine Aussage treffen.

Die Auswirkungen der Regulierung auf das Strompreisniveau lassen sich noch nicht abschätzen. Auch die Regulierungsinstanzen werden innerhalb des Zieldreiecks die Dimensionen Versorgungssicherheit, Umweltschutz und Wirtschaftlichkeit beachten müssen.

Hinzu kommt, dass die Regulierung zu Recht nur das Netz als natürliches Monopol betreffen soll, d.h. sie wirkt auf rund ein Drittel des durchschnittlichen Strompreises ein, während der Rest nicht der Regulierung unterliegen wird.

Matthias Kurth*

Wie sollte der Energiemarkt reguliert werden?

Nachdem der deutsche Strom- und Gasmarkt jahrelang durch die kartellrechtliche Ausnahmemöglichkeit, Demarkations- und exklusive Konzessionsverträge abzuschließen, vom Wettbewerb abgeschottet war, erfolgte der erste wesentliche Schritt in Richtung Marktöffnung mit dem Erlass der Binnenmarktrichtlinien Strom und Gas durch die EU in den Jahren 1996 und 1998[1].

Die Umsetzung geschah in Deutschland durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahre 1998. Im für die Schaffung von Wettbewerb ausschlaggebenden Punkt des Zugangs zu den Energieversorgungsnetzen entschied sich Deutschland als einziger Mitgliedstaat für die Variante des verhandelten Netzzugangs und damit gegen die staatliche Kontrolle durch eine Regulierungsbehörde. Die Ausgestaltung übernahmen die betroffenen Verbände und legten in den so genannten Verbändevereinbarungen die Bedingungen, nach denen sie Dritten den Markt für Übertragungsdienstleistungen öffnen, fest. Im Gasbereich gelang es im Gegensatz zum Strommarkt nicht, ein funktionierendes Netzzugangsmodell zu implementieren. Die Missbrauchsaufsicht über das tatsächliche Verhalten der Marktteilnehmer, insbesondere der Netzbetreiber, übten bislang die Kartellbehörden aus.

Der derzeit diskutierte und im Gesetzgebungsverfahren befindliche Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftrechts (EnWG-E)[2] setzt die Vorgaben der EU-Erdgasbinnenmarktrichtlinie[3] und der

* Diesem Aufsatz liegt der Stand des Gesetzgebungsverfahrens vom 8.11.2004 zugrunde.

[1] Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt; Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften über den Erdgasbinnenmarkt.

[2] BT-Drs. 15/3917 vom 14.10.2004.

[3] Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG.

EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie[4] aus dem Jahr 2003 um. Die Richtlinien verfolgen das Ziel, die als nicht ausreichend empfundene Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte zu beschleunigen. Als Haupthindernisse für einen funktionierenden Wettbewerb gelten insbesondere Diskriminierungen im Bereich des Netzzugangs und überhöhte Netznutzungsentgelte. Die Richtlinien sehen darüber hinaus vor, dass die Mitgliedstaaten eine nationale Regulierungsbehörde einrichten. Im EnWG-E ist zur Wahrnehmung dieser Aufgabe die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post vorgesehen, sie nimmt seit dem 1. Juli 2004 auch schon die Aufgaben aus der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel wahr[5].

Der zukünftige gesetzliche Rahmen

Von großer Bedeutung für das Ziel, wirksamen Wettbewerb bei der Versorgung mit Elektrizität und mit Gas herzustellen, sind die Entflechtungsvorschriften. Durch die Unabhängigkeit der Geschäftsbereiche des Netzbetriebs von den anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung soll sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber ihr Geschäft ausschließlich an netzeigenen Interessen ausrichten und damit allen Netznutzern diskriminierungsfreien Netzzugang verschaffen sowie mögliche Quersubventionen zwischen den Tätigkeiten des Netzbetriebs und anderen Geschäftsbereichen durch überhöhte Netznutzungsentgelte verhindern.

Die Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG-E betreffen vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen bzw. mit diesen i.S.v. § 3 Nr.38 EnWG-E verbundene rechtlich selbständige Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen. Dabei ist zwischen rechtlichem, operationellem, informatorischem und buchhalterischem Unbundling zu unterscheiden, wobei nach der „de-minimis-Regelung“ in §§ 7 Abs.2, 8 Abs.6 EnWG-E Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100 000 Kunden von den beiden erstgenannten Varianten ausgenommen sind.

Durch Übergangsfristen für den Beginn der rechtlichen und buchhalterischen Entflechtung wird gewährleistet, dass die betroffenen Unternehmen ausreichend Vorlaufzeit haben, um die notwendigen gesellschaftsrechtlichen und bilanztechnischen Umstrukturierungen vorzunehmen.

Regulierungsregime

Der Gesetzentwurf weist die Zuständigkeiten für die Anwendung des EnWG in § 54 Abs.2 EnWG-E grundsätzlich der Regulierungsbehörde zu. Gleiches gilt gemäß § 56 EnWG-E für die Aufgaben der Verordnung (EG) über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Damit obliegt die Aufsicht über die Einhaltung der Vorschriften des EnWG nunmehr der Regulierungsbehörde, was erstmals eine wirksame Kontrolle der Netznutzungsentgelte, die im Strombereich ca. ein Drittel des Endpreises ausmachen, ermöglicht. Der Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht unterworfen ist die Ex-post-Aufsicht über die Allgemeinen Preise für die Belieferung mit Elektrizität nach §§ 55 Abs.2, 40 EnWG-E, die weiterhin – wie die bisherige Vorabgenehmigung der Haushaltskundentarife – der nach Landesrecht zuständigen Behörde unterliegt. Demgegenüber sind dem allgemeinen Kartellrecht weiterhin die nicht regulierten Wettbewerbsbereiche Erzeugung, Vertrieb und Handel unterworfen. Die Regulierungsbehörde berichtet in einem Monitoring über die tatsächliche und wettbewerbliche Entwicklung in den regulierten Bereichen.

Ex-ante-Methodenregulierung

Die Aufsicht über die Anwendung der Vorschriften des EnWG-E erfolgt durch eine Kombination aus Ex-ante-Methodenregulierung und Ex-post-Missbrauchskontrolle. Nach § 29 EnWG-E findet eine Ex-ante-Regulierung der Bedingungen und Methoden nach der Maßgabe der Netzzugangsverordnungen und der Netzanschlussverordnungen sowie der Netzentgeltverordnungen statt. Damit kann die Regulierungsbehörde im Vorhinein nur dann Entscheidungen treffen, wenn ihr in den Rechtsverordnungen die entsprechende Kompetenz und ein Entscheidungsspielraum übertragen wurde. Viele Weichenstellungen erfolgen jedoch schon in den Rechtsverordnungen durch konkrete Vorgaben hinsichtlich der anzuwendenden Methoden.

§ 20 Abs.1 EnWG-E begründet einen grundsätzlichen Anspruch auf Zugang zu den Energieversorgungsnetzen, während § 20 Abs.2 EnWG-E die ausnahmsweise mögliche Zugangsverweigerung regelt. Die nähere Ausgestaltung des Netzzugangs erfolgt gemäß § 24 EnWG-E durch die zu erlassenden Verordnungen.

Die zentrale Vorschrift für die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ist § 21 EnWG-E, der die Grundlagen für die Bedingungen

[4] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

[5] Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

und Entgelte des Netzzugangs aufstellt und durch die Netzentgeltverordnungen konkretisiert wird. Als Maßstab dienen für die Entgeltberechnung die Kosten einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung, gleichzeitig wird ein Vergleichsverfahren mit einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber verankert, die Nettosubstanzerhaltung als Kalkulationsmethode festgelegt und die Anreizregulierung in Aussicht gestellt.

Ex-post-Missbrauchsaufsicht

Die Bestimmungen zur Ex-post-Kontrolle im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens finden sich in §§ 30 ff. EnWG-E. Die Missbrauchstatbestände sind den kartellrechtlichen Regelungen nachempfunden, das gilt auch für die Vorschriften zum Schadensersatz, zur Unterlassung und zur Vorteilsabschöpfung. Die allgemeine Eingriffsbefugnis für Aufsichtsmaßnahmen zur Überwachung der Einhaltung des EnWG enthält § 65 EnWG-E. Das Verwaltungsverfahren bei der Regulierungsbehörde wird durch die Verfahrensvorschriften der §§ 65 ff. EnWG-E ausgestaltet. Es wird von Amts wegen oder auf Antrag eingeleitet, der näher bestimmte Kreis der Beteiligten hat das Recht zur Stellungnahme und kann die Durchführung einer mündlichen Verhandlung beantragen.

Im Rahmen dieses Verfahrens bestehen nach den §§ 67 ff. EnWG-E umfangreiche Ermittlungs- und Auskunftsrechte für die Regulierungsbehörde. Darüber hinaus kann die Regulierungsbehörde bis zur endgültigen Entscheidung nach § 72 EnWG-E vorläufige Anordnungen treffen. Die Entscheidungen werden in einem der Regulierung der Telekommunikationsmärkte entsprechenden Verfahren von Beschlusskammern getroffen. Die §§ 94 f. EnWG-E enthalten Sanktionsmöglichkeiten in Gestalt von Zwangsgeldvorschriften, mit denen die Regulierungsbehörde ihre Anordnungen durchsetzen kann und Bußgeldvorschriften, mit denen in den enumerativ genannten Fällen ein gesetzwidriges Verhalten sanktioniert werden kann.

Das gerichtliche Beschwerdeverfahren gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörde und das Rechtsbeschwerdeverfahren ist in den §§ 75 ff. EnWG-E geregelt und eröffnet für die Beschwerde gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörde den Rechtsweg zu dem für ihren Sitz zuständigen Oberlandesgericht. Die Regelung des § 76 Abs.1 EnWG-E, nach der die Beschwerde gegen Entscheidungen grundsätzlich keine aufschiebende Wirkung hat, steigert die Effizienz der Verfügungen der Regulierungsbehörde.

Für eine erfolgreiche Tätigkeit der Regulierungsbehörde wird die Regulierung des Marktes für Regel- und Ausgleichsenergie von großer Bedeutung sein, da die Beschaffung von Regelenergie als Systemdienstleistung der Übertragungsnetzbetreiber mit ca. 40% einen großen Teil der Übertragungsnetzentgelte ausmacht und ein erhebliches Potential für wettbewerbsverzerrende Quersubventionierung bietet. Die Vorschriften nach §§ 22 f. EnWG-E und ihre Konkretisierung in der Netzzugangsverordnung Strom sorgen in diesem Bereich für die notwendige Verbesserung der Transparenz. Darüber hinaus wird die Regulierungsbehörde die Kompetenz erhalten, zur Ausschreibung von Regelenergie und zur Präqualifikation weitere Festlegungen zu treffen.

Versorgungssicherheit

Schon durch Aufnahme in die Bestimmung des Gesetzeszwecks des § 1 Abs.1 EnWG-E wird die Bedeutung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Energieregulierung deutlich. Die Regulierungsbehörde wird dazu beitragen, die hohe deutsche Versorgungssicherheit und -qualität aufrechtzuerhalten. Dazu enthalten die §§ 11-16 EnWG-E Vorgaben hinsichtlich der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungsnetzes für die Netzbetreiber. Im Rahmen ihrer Systemverantwortung haben Betreiber von Übertragungsnetzen und von Fernleitungs- und Gasverteilernetzen bei Gefährdungen oder Störungen der Versorgungssysteme entsprechende Maßnahmen nach §§ 13 Abs.1 und Abs.2, 16 Abs.1 und Abs.2 EnWG-E zu treffen und hiervon die Regulierungsbehörde nach §§ 13 Abs.5, 16 Abs.4 EnWG-E unverzüglich zu informieren.

Darüber hinaus ist jährlich eine Schwachstellenanalyse zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen zu erstellen und deren Ergebnisse jährlich der Regulierungsbehörde zu berichten. Der Sicherstellung der Versorgungsqualität dient außerdem der jährliche Bericht, den Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen § 52 EnWG-E zufolge über Versorgungsstörungen niederzulegen haben. Der gesamte Bereich der Versorgungssicherheit wird durch ein Monitoring des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit nach § 51 EnWG-E überwacht.

Ausblick

Die Regulierungsbehörde hat in den vergangenen Jahren durch ihre Tätigkeit bei der Regulierung in den Bereichen Telekommunikation und Post Kernkompetenzen bei der Öffnung früherer Monopolmärkte,

Wettbewerbsförderung und Herbeiführung von Angebotsvielfalt für Wirtschaft und Privatkunden erworben. Diese Erfahrungen in der Schaffung von Rahmenbedingungen für einen chancengleichen Wettbewerb in Kooperation mit den zu regulierenden Unternehmen haben dazu geführt, dass die Regulierungsbehörde mit der Wahrnehmung der Aufsicht über die Strom- und Gasmärkte betraut wird.

Für die erfolgreiche Tätigkeit der Regulierungsbehörde ist die Frage der Implementierung einer Ex-ante-Preisgenehmigung nicht allein entscheidend. Von großer Bedeutung ist vielmehr ein effizientes Gesamtsystem der Regulierung mit klaren Prüfmaßstäben, die die Grundlage für eine möglichst breite Akzeptanz der künftigen Entscheidungen schaffen. In diesem Sinne enthalten der Gesetzentwurf und die Verordnungen – soweit sie schon bekannt sind – belastbare und praxistaugliche Regelungen.

[6] BR-Drs. 613/04 vom 24.9.2004.

[7] BT-Drs. 15/4068 vom 28.10.2004.

Eine Erweiterung der Kompetenzen zugunsten der Länder durch deren Beteiligung an der Kontrolle der Netznutzungsentgelte, wie in der Stellungnahme des Bundesrates[6] gefordert, ist kritisch zu sehen. Dadurch würde der Effektivität der Regulierung geschadet, da umfangreiche Abstimmungsprozesse zur Wahrung der einheitlichen Gesetzesauslegung notwendig wären und eine solche Kompetenzzersplitterung letztlich zu einem schwer vertretbaren bürokratischen und personellen Mehraufwand führen würde.

Wie die aktuelle Diskussion und sowohl die Stellungnahme des Bundesrates als auch die Gegenäußerung der Bundesregierung[7] zeigen, ist es denkbar, dass im Rahmen der Entgeltkontrolle schon jetzt ein System der Anreizregulierung ausgearbeitet und dann zeitnah implementiert wird. Dadurch würde ein Instrument geschaffen, dass der Regulierungsbehörde ein schnell wirksames und transparentes Vorgehen ohne aufwendige regelmäßige Kostenprüfung ermöglicht und den Unternehmen Planungssicherheit gibt. Der in der Gegenäußerung der Bundesregierung gemachte Vorschlag, während einer zweijährigen Übergangsphase für die Ausarbeitung und Integration eines Anreizmodells in das Gesamtsystem eine Genehmigungspflicht für Entgelterhöhungen in das Gesetz aufzunehmen, ist ebenfalls zu begrüßen. Auf diese Weise und durch Kombination mit einer rückwirkenden Prüfung der seit August 2004 erhöhten Entgelte können mögliche Preiserhöhungen vor Regulierungsbeginn effektiv kontrolliert werden.

An die Arbeit der Regulierungsbehörde werden aufgrund ihrer Erfolge im Telekommunikations- und Postbereich von Beginn an große Erwartungen geknüpft. Insbesondere im Hinblick auf mögliche Preissenkungen für Verbraucher muss berücksichtigt werden, dass der Regulierungsbehörde zukünftig lediglich die Aufsicht über die Transportnetze und die Einhaltung der Entflechtungsvorschriften obliegt und der Strom- und Gaspreis außerdem von externen, nicht vorhersehbaren Faktoren wie beispielsweise der Entwicklung der Rohstoffpreise abhängt.

Edda Müller*

Unzureichende Berücksichtigung der Nachfrageinteressen: Musterbeispiel Energiemarkt

Im politischen Prozess stellt der Bundesverband der Verbraucherzentralen als Dachorganisation der Verbraucherverbände in Deutschland häufig fest, dass die Politik die Interessen der Verbraucher zurückstellt und einseitig angebotsorientierte Lösungen verfolgt. Ein markantes Beispiel hierfür ist die deutsche Praxis der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes. Sie ist bisher durch eine Schonung der „big player" in der Wirtschaft und eine vollständige Ignoranz gegenüber den Bedürfnissen und Interessen der Verbraucher gekennzeichnet. In den sechs Jahren, in denen der Staat auf die Selbstregulierung und „Selbstbeschränkung" von großen Energieanbietern und ihren großen Industriekunden vertraute, haben die ehemaligen Gebietsmonopolunternehmen ihre Versorgungsgebiete erfolgreich verteidigt. Nur vier Stromanbieter versorgen 80% des Marktes. Das bisherige System hat nie berücksichtigt, dass das

* Unter Mitarbeit von Dr. Thorsten Kasper.

Preisniveau auf dem Energiemarkt von immenser Bedeutung für die generelle Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft und die in der derzeitigen Wirtschafts- und Arbeitsplatzsituation besonders prekäre Binnennachfrage ist.

Spitzenpreise für Strom und Gas

Der „deutsche Sonderweg" der Liberalisierung des Strom und Gasmarktes ist – in diesem Punkt sind sich inzwischen alle relevanten Akteure in Deutschland einig – gescheitert. Nur etwa 4% der Haushaltskunden haben ihren Stromanbieter gewechselt. Der Wettbewerb auf dem Strommarkt ist zum Erliegen und auf dem Gasmarkt erst gar nicht in Gang gekommen. Aufgrund des mangelnden Wettbewerbs zahlen die privaten Haushaltskunden in Deutschland für Strom heute mehr als 18 Cent pro Kilowattstunde. Im europäischen Vergleich zahlen die Haushaltskunden damit vor Steuern und Abgaben einen Spitzenpreis für den Strom.

Wesentlicher Kostenbestandteil sind die Netznutzungsentgelte. Sie liegen im Durchschnitt mit über 6 Cent pro Kilowattstunde ebenso im europäischen Spitzenbereich. Die Netzentgelte schlagen für die Haushaltskunden durchschnittlich mit etwa 40% und in der Spitze mit bis zu 70% des Strompreises vor Steuern und Abgaben zu Buche. Auch auf dem Erdgasmarkt gehört Deutschland zu den Ländern in Europa mit dem höchsten Preisniveau für private Haushaltskunden. Die Preise liegen mit ca. 3,9 Cent je Kilowattstunde vor Steuern und Abgaben nicht nur über dem europäischen Durchschnitt von rund 3,5 Cent je Kilowattstunde. Sie liegen insbesondere 50% über dem britischen Niveau, das rund 2,6 Cent je Kilowattstunde beträgt.

Man muss sich vor Augen führen, dass rund 46% also rund 18 Mio. Haushalte heute bereits mit Erdgas heizen. Und die Zahl steigt durch Umstellungen von Heizanlagen und den hohen Anteil von Erdgasheizungen bei Neubauten. Immerhin 76% der Neubauten werden mit Erdgasheizungen ausgerüstet. Aufgrund der Modernisierungsmaßnahmen spielt Gas bei der Gewinnung von Raumwärme insbesondere im Osten Deutschlands eine starke Rolle. Bei einer Wohnfläche von 80 Quadratmetern beträgt die durchschnittliche Gasrechnung eines Haushalts bereits 612 Euro pro Jahr. Würde das deutsche Preisniveau an die britischen Verbraucherpreise angeglichen, so ließe sich in Deutschland ein Nachfragevolumen von ca. 11 Mrd. Euro mobilisieren. Statt in die Kassen der Energiekonzerne zu fließen, könnte ein Großteil dieser Nachfrage in den allgemeinen Konsum gehen und damit für die ersehnte Belebung der Binnennachfrage und die Schaffung neuer Arbeitsplätze sorgen.

Den Spitzenpreisen stehen Spitzengewinne der drei großen Stromversorgungsunternehmen in Deutschland gegenüber. So weist E.ON für das Jahr 2003 einen um 17% oder 3,1 Mrd. Euro gestiegenen Umsatzerlös gegenüber dem Vorjahr aus. Die Steigerungen von Umsatz und Gewinn basieren auch auf höheren Strompreisen und höheren Netzumsätzen. Vattenfall hat seinen Gewinn 2003 vor allem dank hoher Strompreise gerade auch in Deutschland um 14,5% gesteigert. In den ersten drei Quartalen 2004 konnte Vattenfall in Deutschland sein Betriebsergebnis erneut um 11% steigern. Auch der Betriebsgewinn von RWE hat sich in den ersten neun Monaten des Jahres 2003 um knapp 25% auf 4 Mrd. Euro erhöht. Allein das ertragsstarke Strom- und Gasgeschäft legte um 9% zu.

Vor diesem Hintergrund ist die Schaffung eines Ordnungsrahmens erforderlich, der die Herstellung fairer Wettbewerbsbedingungen und die Herbeiführung kosten- und leistungsgerechter Energiepreise für die Verbraucher als einen Prozess der Marktoptimierung begreift. Kernpunkte dabei sind:

- die Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für neue Anbieter,
- die Reduzierung der Entgelte im natürlichem Monopol der Leitungsnetze und
- die Berücksichtigung der Verbraucherinteressen.

Im Folgenden werden die energiewirtschaftlichen Aspekte dargestellt, die zur Öffnung der Netze, zur wirksamen Kontrolle der Netznutzungsentgelte und zur Transparenz über die Versorgungszuverlässigkeit erforderlich sind. Darüber hinaus bedarf es Regelungen, die den speziellen Verbraucherinteressen Rechnung tragen. Hierunter fallen die Aufnahme des Verbraucherschutzes als Gesetzeszweck, die Gewährung eines einfachen und sicheren Anbieterwechsels, das umfassende Antragsrecht der Verbraucherverbände und die Aufnahme wirksamer Sanktionen bei Verstößen der Energieunternehmen sowie die rechtlich abgesicherte Stärkung der institutionellen Interessenvertretung der Verbraucher. Die Verwirklichung all dieser Punkte würde dazu beitragen, die bisher einseitig „betriebswirtschaftlich" orientierte Energiemarktregulierung in den Dienst des gesamtwirtschaftlichen Nutzens zu stellen.

Öffnung der Netze

Die wirksame Entflechtung von Energievertrieb und Netzbetrieb innerhalb eines Unternehmens ist Grundvoraussetzung für den diskriminierungsfreien Netzzugang

neuer Anbieter zu angemessenen Netzentgelten und damit für die Entstehung von Wettbewerb. Sie sollte so ausgestaltet werden, dass keine Weisungsmöglichkeiten gegenüber dem Netzbetrieb bestehen.

Der Zugang zu den Energieversorgungsnetzen muss neuen Anbietern leicht möglich sein, um den Notwendigkeiten eines Massenmarktes Rechnung zu tragen und insbesondere einen leichten Lieferantenwechsel für Kleinkunden zu ermöglichen. Dafür ist eine Verpflichtung zur Veröffentlichung der Netzzugangsbedingungen als annahmefähiges Standardangebot notwendig. Auch die notwendigen Informationen sind den Netznutzern diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen.

Speziell für den Gasbereich sind die Grundprinzipien zur unabhängigen und damit flexiblen Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten im Gesetz festzulegen. Hierfür ist die Einführung eines entfernungsunabhängigen Modells für den Netzzugang im Rahmen eines Entry-Exit-Modells festzuschreiben.

Fehlende Kapazitäten in den Netzen sollten der einzige Grund für eine Verweigerung des Netzzugangs sein. Um sicherzustellen, dass die Begründung für die Verweigerung des Netzzugangs nicht lediglich formelhaft gegeben wird, muss bereits das Gesetz die Anforderung einer substantiierten Begründung festlegen. Die Regulierungsbehörde ist im Interesse einer effektiven Kontrolle über die Netzengpässe zu informieren. Ferner sollte es potentiellen Netzkunden ermöglicht werden, gegebenenfalls auf eigene Kosten den Netzzugang zu gestalten und auf diese Weise für mehr Wettbewerb zu sorgen.

Wie auch von neuen Anbietern gefordert, muss für den Gasmarkt das so genannte Rucksack-Prinzip für den Fall des Lieferantenwechsels normiert werden. Dieses Prinzip sichert die Übernahme von Kapazitäten bei einem Lieferantenwechsel. Im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs verhindert das Rucksack-Prinzip, dass der Netzbetreiber insbesondere auf der örtlichen Verteilungsebene die Durchleitung des neuen Lieferanten mit der Begründung verweigert, der frühere Lieferant des Kunden habe die notwendige Kapazität weiter gebucht, so dass im Netz keine freie Kapazität bestünde.

Wirksame Kontrolle der Netzentgelte

Der Bundesverband der Verbraucherzentralen unterstützt den Vorschlag des Bundesrates zur Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte und der Ausgleichsleistungen. Es ist nicht ausreichend, Netznutzungsentgelte nachträglich als missbräuchlich zu untersagen, da der Wettbewerb bis zum rechtskräftigen Abschluss eines Missbrauchsverfahrens verfälscht wird und Verbraucher belastet werden. Die Netznutzungsentgelte sind deshalb vorab zu genehmigen. Genehmigte Netzentgelte schaffen ein höheres Maß an Rechtssicherheit und sind auch aus diesem Grund wettbewerbsfördernd. Nur in einem Ex-ante-Regulierungssystem lässt sich die Beweislast so umkehren, dass die Netzbetreiber gezwungen sind, höhere Kosten zu begründen, als sie bei vergleichbaren Unternehmen entstehen. Im Übrigen wird dieses Regulierungssystem bereits in fast allen EU-Mitgliedstaaten erfolgreich angewendet. Hilfsweise könnte die Ex-ante-Regulierung in einem ersten Schritt auf Unternehmen mit beträchtlicher Marktmacht konzentriert werden.

Die neuen Vorschläge des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit sind ein Schritt in die richtige Richtung. Danach soll zunächst eine nachträgliche Prüfung aller Entgelterhöhungen nach dem 1.8.2004 erfolgen. Mit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes soll durch die Regulierungsbehörde eine Ex-ante-Prüfung aller Entgelterhöhungen erfolgen. Nach zwei Jahren soll die Regulierungsbehörde die Kompetenz erhalten, den Netzbetreibern effektive Kostensenkungsanreize im Rahmen einer Anreizregulierung zu setzen. Die Regulierungsbehörde soll damit auf eine Reduzierung der Netzentgelte hinwirken können.

Im Rahmen dieses Konzeptes bleibt es erforderlich, die Kalkulationsgrundlage für die Netzentgelte eng zu definieren. Die Kalkulationsgrundlage bestimmt, welche Kosten der Netzbetreiber in die Netzentgelte eingerechnet werden können, und ist damit für die Höhe der Netzentgelte entscheidend. Die Netzentgelte müssen auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung gebildet werden und nicht wie bislang vorgesehen unter Beachtung einer Nettosubstanzerhaltung. Das Prinzip der effizienten Leistungsbereitstellung muss im Übrigen auch für die Erbringung von Ausgleichsleistungen gelten. Eine Verzinsung darf im Interesse der Verbraucher an Kostengerechtigkeit nur für das für eine effiziente Leistungsbereitstellung notwendige Kapital gewährt werden. Anderenfalls könnte es zu einer Überausstattung mit Kapital und damit zu einer volkswirtschaftlichen Verzerrung kommen.

Die Anreizregulierung muss so gestaltet werden, dass sich die Netzentgelte künftig an dem effizientesten Netzbetreiber innerhalb einer vergleichbaren Strukturklasse ausrichten und nicht der Durchschnitt aller Netzbetreiber

zum Maßstab der Netzentgelte genommen wird. Ferner sind Pfade zur Senkung der Netzkosten vorzugeben, wie dies seit Jahren erfolgreich bei der britischen Regulierungsbehörde geschieht. Die Unternehmen bekommen wirtschaftliche Anreize, wenn sie die Kosten über den vorgesehenen Pfad hinaus senken. Die Regulierungsbehörde muss die Kompetenz erhalten, ineffiziente Netzbetreiber zu entsprechenden Tarifsenkungen zu verpflichten. Ebenso ist der Produktivitätsfortschritt bei der künftigen Berechnung der Netzentgelte zu berücksichtigen.

Die Netzkosten sind in einem weiteren Schritt gerecht auf die verschiedenen Verbrauchergruppen zu verteilen. Gerade die unterschiedliche Preisentwicklung für Industrie- und Haushaltsstrom legte in der Vergangenheit die Befürchtung nahe, dass Netzkosten einseitig auf den Niederspannungsbereich aufgeschlagen wurden, um dann mit attraktiven Preisen um Großabnehmer werben zu können. Auch die vermiedenen Netzkosten durch dezentrale Stromerzeugung sind angemessen an die dezentralen Erzeuger und die Abnehmer weiterzugeben.

Die Aufgabe der Regulierungsbehörde wird sich in den liberalisierten Energiemärkten darauf beschränken, die Netzentgelte zu kontrollieren. Mit der Entwicklung von Wettbewerb auf der Vertriebsebene ist die bisher bestehende Tarifaufsicht der Länder über die allgemeinen Stromtarife der Haushaltskunden nicht mehr zu vereinbaren. Zumindest für eine erste Übergangszeit soll diese präventive Tarifaufsicht aber aufrechterhalten werden. Solange ein funktionierender Wettbewerb auf dem Strommarkt in Deutschland nicht festzustellen ist, kann auf die Tarifaufsicht nicht verzichtet werden.

Transparenz über die Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit hat für die Verbraucher ein besonderes Gewicht. Immer wieder werden die überhöhten Netzentgelte in Deutschland mit einer hohen Versorgungszuverlässigkeit im internationalen Vergleich begründet. Hierzu ist zunächst festzustellen, dass gegenwärtig kein gesichertes Monitoring aus Verbrauchersicht insbesondere über Stromausfälle im Niederspannungsbereich vorliegt. Eine solche Statistik soll erst erstellt werden. Sie ist ein ganz entscheidender Punkt für die künftige Regulierung. Es müssen aussagekräftige Daten über die tatsächlichen Stromausfälle auf der Niederspannungsebene offengelegt werden. Die immens hohen Netzentgelte fließen zudem nur in geringem Umfang tatsächlich in Netzinvestitionen. Die Investitionen in die deutschen Stromnetze betrugen in den letzten beiden Jahren jeweils nur rund 2 Mrd. Euro und damit nur etwa 10% der Netzerlöse.

Zwar haben die Netzbetreiber nach dem bestehenden Gesetzentwurf zum Energiewirtschaftsgesetz der Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht über die Versorgungsstörungen in ihrem Netzbereich vorzulegen. Es fehlt jedoch die gesetzlich verankerte Pflicht der Regulierungsbehörde, diese Berichte zu veröffentlichen. Im Gesetz muss deshalb vorgesehen werden, dass die Regulierungsbehörde die aus den Berichten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen gewonnenen Erkenntnisse veröffentlicht.

Verbraucherschutz als Zweck des Gesetzes

Die Liberalisierung eines Monopolmarktes zielt in einem ersten Schritt auf die Schaffung von Wettbewerb. Dies ist jedoch kein Selbstzweck. Der Wettbewerb dient seinerseits der preisgünstigen und sicheren Versorgung der Nachfrager. Angesichts der negativen Erfahrungen mit der Liberalisierung der Energiemärkte in Deutschland ist es erforderlich, das Ziel des Verbraucherschutzes als Zweck des Gesetzes und als Ziel der Regulierung festzuschreiben. Die Regulierung muss dem Wohle der Millionen Haushaltskunden verpflichtet sein und sicherstellen, dass die Vorzüge eines dauerhaften Wettbewerbs auf den Energiemärkten auch den privaten Verbrauchern zugute kommen.

Einfacher und sicherer Anbieterwechsel

Im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs bedarf es einer Verordnung, die die mit einem Anbieterwechsel verbundenen Probleme verbindlich regelt und einen unkomplizierten und schnellen Anbieterwechsel für die privaten Haushaltskunden sicherstellt. Ein wesentlicher Punkt ist hierbei die Frage, in welcher Zeit ein Anbieterwechsel umgesetzt sein muss. In der Praxis warten die Haushaltskunden gegenwärtig über vier Monate, ohne dass der Stromanbieterwechsel erfolgt wäre. In dieser Zeit ist für den Haushaltskunden nicht erkennbar, von welchem Anbieter er beliefert wird.

Darüber hinaus dürfen die Risiken eines Anbieterausfalls nicht dem einzelnen Haushaltskunden auferlegt werden. Es muss sichergestellt sein, dass ein privater Haushaltskunde bei einer Ersatzversorgung zum Grundversorgungstarif beliefert wird. Das gilt umso mehr, als der Haushaltskunde womöglich erst im Nachhinein von der Ersatzbelieferung erfährt. Da die gegenwärtigen allgemeinen Tarife bereits besonders hoch kalkuliert sind, wäre eine Ersatzversorgung zu einem noch höheren

Preis nicht zu rechtfertigen. Wenn das Gesetz es zuließe, dass der Haushaltskunde bei einer Ersatzversorgung einen höheren Tarif zu zahlen hätte, würde das Gesetz eine erhebliche psychologische Hürde für einen Anbieterwechsel und damit einen funktionierenden Markt errichten.

Antragsrechte der Verbraucherverbände

Zwar wird den Verbraucherverbänden nach dem gegenwärtigen Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes ein Antragsrecht für besondere Missbrauchsverfahren gegen Netzbetreiber eingeräumt. Eine entsprechende Regelung fehlt jedoch für allgemeine Aufsichtsmaßnahmen der Regulierungsbehörde, mit denen Unternehmen gesetzwidriges Verhalten untersagt wird. Da die Interessen der Verbraucher auch von allgemeinen Verstößen gegen Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes berührt werden können, wie beispielsweise im Rahmen der Grundversorgungspflicht, ist den Verbraucherverbänden ein allgemeines Antragsrecht für die Einleitung von Verfahren zu gewähren.

Sanktionen bei Verstößen

Verstößt ein Energieversorgungsunternehmen gegen eine Vorschrift des Gesetzes oder gegen eine Entscheidung der Regulierungsbehörde, muss sichergestellt sein, dass die daraus erzielten Unrechtsgewinne in jedem Fall durch die Regulierungsbehörde oder durch Verbraucherverbände abgeschöpft werden können. Die Herausgabe des rechtswidrig erlangten Vermögens darf beispielsweise nicht von den subjektiven Auswirkungen auf den rechtswidrig Handelnden oder von dem Umfang des Gewinns abhängig gemacht werden. Zu berücksichtigen ist dabei, dass jeder Unrechtsgewinn geeignet ist, den Wettbewerb zu verfälschen. Deshalb kann es nicht darauf ankommen, ob die Herausgabe des unrechtmäßig Erlangten für den Energieversorger beispielsweise eine „unbillige Härte“ darstellt. Auch darf es nicht darauf ankommen, ob das unrechtmäßig handelnde Unternehmen darüber hinaus mit einer Geldbuße belegt wird.

Zudem muss sichergestellt sein, dass jeder Verstoß zu einem Anspruch des Betroffenen auf Ersatz des Schadens und zu einem Unterlassungsanspruch der Verbraucherverbände führt.

Stärkung der Verbraucherinteressen

Die Regelungen zur Organisation der Regulierungsbehörde müssen der besonderen Betroffenheit der Verbraucher von der weiteren Entwicklung der Liberalisierung Rechnung tragen. Um die zu klärenden Fragen zu bündeln und die Ressourcen der Regulierungsbehörde effektiv einzusetzen, ist die Zuständigkeit für Streitigkeiten mit besonderer Berührung der Verbraucherinteressen einer speziellen Beschlusskammer zu übertragen. Diese organisatorische Entscheidung muss bereits im Gesetz getroffen werden.

Damit die Interessen der Verbraucher im Energiemarkt hinreichend zur Geltung kommen, bedarf es einer besonderen, direkten Interessenvertretung der Verbraucher, die den Verbrauchern bei der Durchsetzung ihrer Rechte professionelle Unterstützung leistet und die öffentlich die Stimme der Verbraucher artikuliert. Die Funktion der Interessenvertretung von Haushaltskunden sollte aber von der Regulierungsbehörde nicht selbst wahrgenommen werden, sondern sie sollte bei den unabhängigen Verbraucherorganisationen angesiedelt werden. Diese sind mit ihren Aufgaben in den Bereichen Verbraucherberatung und Rechtsdurchsetzung näher an den Verbrauchern als die Regulierungsbehörde. Die Beauftragung unabhängiger Verbraucherorganisationen mit der Interessenvertretung der Haushaltskunden entspricht dem Modell der „Consumer Watchdogs“, das sich in Großbritannien bewährt hat.

Die unabhängige Interessenvertretung der Verbraucher soll die folgenden drei Funktionen erfüllen:

- Sie soll erstens den Verbrauchern Beratung und Information bieten. Der Energiemarkt ist derzeit von hohen Informationsasymmetrien zwischen Haushaltskunden und Energieversorgungsunternehmen gekennzeichnet. Daher ist es erforderlich, dass die Interessenvertretung für Haushaltskunden den Verbrauchern die erforderlichen Informationen zur Verfügung stellt, damit sie ihre Rechte und Wahlmöglichkeiten auf dem Energiemarkt wahrnehmen können.
- Zweitens soll die unabhängige Interessenvertretung Verbraucherbeschwerden bearbeiten, sofern der Verbraucher keine unmittelbare Einigung mit dem Unternehmen erzielen konnte. Beschwerden von Verbrauchern werden in erster Linie von den Beschwerdestellen bei den Unternehmen bearbeitet. Wenn dort eine befriedigende Konfliktlösung für die Verbraucher nicht erreicht werden kann, bleibt dem Verbraucher der Gerichtsweg. Viele Streitfälle zwischen Haushaltskunden und Energieversorgungsunternehmen sind aber für den betroffenen einzelnen Verbraucher wirtschaftlich so geringfügig, dass die Gerichte von den Verbrauchern kaum in Anspruch genommen werden. Abgesehen vom Risiko des Anbieterwechsels sind die Unternehmen

daher keinem großen Druck ausgesetzt, den Beschwerden der Verbraucher effektiv nachzukommen; außerdem fehlt es an Transparenz über mögliche Fehlentwicklungen im Energiemarkt für Haushaltskunden. Das begründet volkswirtschaftliche Risiken, weil eine Schädigung von Haushaltskunden auch bei geringen Einzelwerten durch die Summe der Fälle schnell erhebliche Ausmaße erreicht. Um dem gegenzusteuern, brauchen die Verbraucher professionelle Unterstützung bei der Bearbeitung von Beschwerden. Diese Hilfestellung muss von unabhängiger Seite kommen.

- Die unabhängige Interessenvertretung soll drittens für die Beobachtung des Elektrizitäts- und Erdgasmarktes aus Sicht der Haushaltskunden zuständig sein. Dazu soll sie die vorliegenden Verbraucherbeschwerden auswerten, Fehlentwicklungen analysieren und Vorschläge entwickeln, wie diesen Fehlentwicklungen durch eine verbesserte Regulierung entgegenzutreten ist. Beispiele für die Marktbeobachtung aus Sicht der Haushaltskunden sind die Versorgungssicherheit im Niederspannungsbereich und die Entwicklung der Endpreise für Haushaltskunden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Verbraucherinteressen bei der gegenwärtigen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes stärker berücksichtigt werden müssen, und zwar sowohl inhaltlich als auch institutionell, damit der Wettbewerb auf den Energiemärkten in Gang kommt.

Dieter Schmitt

Energiepreisentwicklung kritisch hinterfragt

Kaum ein Thema beherrscht in jüngster Zeit mehr die energiepolitische Diskussion als die Entwicklung der Energiepreise. Dabei wird weder den völlig unterschiedlichen Ursachen in den einzelnen Energiesektoren oder dem Ausmaß der Preissteigerungen noch den hieraus abzuleitenden Konsequenzen oder der Frage adäquat Rechnung getragen, wie die Politik hierauf reagieren könnte oder sollte. Die Heftigkeit, mit der die Politik zuletzt schon auf die bloße Ankündigung von Gas- und Elektrizitätspreissteigerungen reagierte, ist sicherlich nicht zuletzt der Sorge um eine Gefährdung des sich alles andere als bereits selbst tragenden konjunkturellen Aufschwungs und der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland zuzuschreiben.

Die Art jedoch, wie diese Kritik vorgetragen wurde, nährt darüber hinaus aber den Verdacht, dass auch in beträchtlichem Maße Emotionen im Spiele sind und immer noch latent vorhandene Vorurteile freigesetzt werden. Dabei wird die Glaubwürdigkeit der für die derzeitige Politik Verantwortlichen, die auf einmal das Wohl des Verbrauchers entdeckt haben, nicht gerade dadurch erhöht, dass der Staat immer noch mehr als zwei Drittel des Kraftstoffpreises an der Zapfsäule abschöpft, den Gasbezugspreis frei Grenze um ein Drittel erhöht sowie über 40% des Strompreises für Haushalte direkt und indirekt zu vertreten hat und nebenbei über die Mehrwertsteuer an jeder Erhöhung des Energiepreisniveaus partizipiert.

Neue Ölpreiskrise?

Hinzu kommt jedoch zweifellos, dass sich die Bundesrepublik wie auch die übrigen Importländer weltweit seit Monaten scheinbar ohnmächtig immer weiter steigenden – an die Geschehnisse der 70er Jahre erinnernden – Preisen im Mineralölbereich ausgeliefert sieht. Dennoch stimmen die Begründungsmuster allenfalls teilweise überein. Ursächlich war diesmal nicht eine bewusste Verknappung des Ölangebots durch die Förderländer, Öl stand stets in ausreichenden Mengen zur Verfügung, um die Nachfrage zu befriedigen, wenn auch auf hohem Preisniveau! Die OPEC hat sogar, wenn auch zögerlich, ihre freien Produktionskapazitäten eingesetzt, um den Preisauftrieb zu dämpfen.

Verantwortlich für die Preiseskalation zeichnen diesmal vielmehr eine ganze Reihe anderer, oft einander überlagernder Faktoren. An erster Stelle wird hierbei zumeist auf die unerwartet sprunghaft gestiegene Nachfrage Chinas verwiesen. Dies gilt jedoch kaum weniger für den seit Jahren wachsenden Importbedarf der USA. Hinzu kommen aber die äußerst knappe Vorratshaltung im weltweit wichtigsten Verbraucherland, der witterungs- und streikbedingte Ausfall von Produktionsanlagen im Golf von Mexico respektive Venezuela und die Vorkommnisse um den großen russischen Ölproduzenten Yukos. Als entscheidend sind jedoch die weit größer als befürchteten Schwierigkeiten einer Wiederherstellung der irakischen Exporte anzusehen so-

wie die permanente Sorge um eine nennenswerte Unterbrechung der Ölproduktion/-ausfuhr der wichtigsten Ölexportländer rund um den persischen Golf, in Nord- und Westafrika. Dies gilt nicht minder für Ängste um eine Verknappung auf den Produktenmärkten, die immer wieder durch Meldungen über gesunkene Bestände, Produktionsunterbrechungen von Raffinerien oder Streiks genährt wurden und die durch die zunehmende Auslastung der so genannten freien Förderkapazitäten noch verstärkt worden sein dürften. Exakte Zahlen über das Ausmaß des auf das Wirken spekulativer Kräfte zurückzuführenden Preiserhöhungseffektes liegen nicht vor, Schätzungen gehen jedoch von mehr als 20% aus.

Fakt ist jedenfalls, dass offenbar der Markt – zumindest kurzfristig – nicht in der Lage war, auf größere unvorhergesehene exogene Störungen ohne entsprechend starke Preisausschläge adäquat zu reagieren. Dies gilt sowohl für die Angebots- als auch für die Nachfrageseite.

Rohölpreisanstieg weniger relevant als Mineralölsteuer

Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass neben den steigenden Rohölbezugskosten eine Reihe weiterer Faktoren für den Anstieg der Verbraucherpreise verantwortlich sein dürfte. Hierzu zählt zum einen die im vergangenen Jahr zu verzeichnende beispiellose Frachtenhausse, die zwar primär durch die erhöhte Nachfrage nach Frachtraum im Zusammenhang mit dem erhöhten Importvolumen wichtiger Verbraucherländer bedingt sein dürfte, der aber auch nicht durch ein entsprechendes Neubauvolumen begegnet werden konnte, weil die weltweite Werftkapazität durch den Bau der in Zukunft in Europa erforderlichen Doppelhüllentanker weitgehend ausgelastet ist. Hinzu kommt jedoch – ausgelöst von Raffinerieengpässen nicht zuletzt in den USA – eine steigende Produktennachfrage auf dem für die Versorgung Westeuropas dominanten Rotterdamer Markt, die das Produktenpreisniveau weit stärker als das für Rohöl ansteigen ließ. Dabei wurde der Preiserhöhungseffekt im Euro-Raum allerdings durch den Aufwertungseffekt gegenüber dem US-Dollar, der nach wie vor dominierenden Ölleitwährung, erheblich gedämpft.

Dennoch ist davon auszugehen, dass – je länger das Ölpreisniveau auf einem vergleichsweise hohen Niveau verharrt – umso stärkere Anpassungsreaktionen auf der Angebots- wie Nachfrageseite ausgelöst werden dürften. Nach wie vor wird der bei weitem größte Teil des Exportrohöls zu Kosten von 5 - 10 $/b und teilweise darunter gefördert, wobei 3D-Seismik und abgelenkte Bohrungen sogar erhebliche Kostensenkungen ermöglicht haben. Die derzeit realisierbaren außerordentlich hohen Gewinne im Upstream-Bereich dürften nicht nur bei den in der Ölförderung tätigen Gesellschaften, sondern angesichts des hohen Kapitalbedarfs in praktisch sämtlichen Förderstaaten entsprechende Incentives für die Ausweitung der Förderung nach sich ziehen. Bereits bei der Erwartung dauerhaft über 25 bis 30 $/b liegender, d.h. gegenüber heute um mehr als ein Drittel reduzierter Rohölpreise rücken vielfältige Möglichkeiten zur Produktionsausweitung in den Bereich der Wirtschaftlichkeit. Dies gilt nicht nur für Maßnahmen zur Erhöhung der Entölungsrate (sie liegt in vielen Fördergebieten auch heute noch unter 40%) bereits erschlossener Lagerstätten sowie sogar für die Wiederaufnahme der Förderung in bereits aufgegebenen Feldern. Erlöse in dieser Größenordnung ermöglichen auch die wirtschaftliche Erschließung der bekannten – bislang allerdings erst in geringem Maße in Angriff genommenen – Ölsand- und Schweröllagerstätten, deren Umfang allein in Kanada die Ölreserven des weltweit größten Förderlandes, Saudi Arabien, übersteigen. Vor allem aber darf davon ausgegangen werden, dass die Suche und Entwicklung konventioneller Rohöllagerstätten zusätzliche Impulse erfährt, wie bereits ein Blick auf die stark steigenden Investitionsbudgets internationaler Ölgesellschaften belegt.

Mittelfristig sinkende Ölpreise

Obwohl auch in den letzten Monaten bereits der Verbrauchsanstieg in wichtigen Importländern eindeutig gedämpft worden ist, dürften vor allem längerfristig, und zwar zunehmend auch auf der Nachfrageseite, die hohen Ölpreise ihre Wirkung nicht verfehlen und Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz des Öleinsatzes und zur Substitution von Mineralölprodukten durch andere Energieträger anregen, da dies in hohem Maße an die Reinvestitionszyklen langlebiger Gebrauchsgüter und Produktionsaggregate gekoppelt ist. Dies gilt prinzipiell für sämtliche Verbraucherländer, insbesondere jedoch diejenigen mit vergleichsweise niedriger Mineralölsteuer, in denen die Überwälzung steigender Beschaffungskosten entsprechend stark auf den Verbraucherpreis durchschlägt, wie etwa für die USA, aber auch für viele Schwellen- und Entwicklungsländer.

Die Umsetzung entsprechender Strategien benötigt jedoch Zeit, so dass sie erst im Laufe des kommenden Jahres, dann aber zunehmend, für die Angebots- und Nachfrageentwicklung Bedeutung erlangen. (Nach der ersten Ölpreishausse Mitte/Ende der 70er Jahre sollte es mehr als fünf Jahre dauern, bis der Markt nachhaltig

reagierte, dann aber umso stärker, mit dem Ergebnis eines Einbruchs des Ölpreises von über 40 auf unter 10 $/b!) Wenn auch niemand auszuschließen vermag, dass sich bei erneuten größeren Störungen im Krisenherd Nahost auch noch wesentlich höhere Ölpreise einstellen können und größere Preisschwankungen für Mineralöl wie für sämtliche Commodities auch in Zukunft typisch bleiben werden, so wird von vielen Beobachtern der in den letzten Tagen zu verzeichnende Rückgang der Ölpreisnotierungen um fast 20% (für das Referenzöl „Brent“ von über 51,5 auf inzwischen nur noch 42,3 $/b), dem auch die Produktenpreise gefolgt sind, bereits als Trendwende angesehen.

Dennoch muss realistischerweise davon ausgegangen werden, dass Mineralölprodukte in vielen – vor allem noch in Entwicklung befindlichen – Ländern auch in den nächsten Jahrzehnten bevorzugte Energieträger bleiben werden, so dass allein mit der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung dieser Staaten der Ölverbrauch weiter steigen wird. Dies gilt selbst dann, wenn sich in den Industrieländern der Rückgang des Ölanteils am Energieverbrauch (in der Bundesrepublik seit 1973 von 55 auf inzwischen weniger als 37%) weiter fortsetzen wird. Wenn daher also bereits in den nächsten Monaten mit einer zunehmenden Entspannung auf dem Ölmarkt gerechnet wird, so doch kaum mit einem erneuten Einbruch des Ölpreises auf unter 20 $/b. Andererseits scheint bemerkenswert, dass als Meßlatte für Investitionsentscheidungen internationaler Ölkonzerne im Upstream-Bereich immer noch „lediglich“ von einem Ölpreisniveau von nicht mehr als 20 - 25 $/b ausgegangen wird.

Ob sinkende Preise auf den internationalen Ölmärkten allerdings beim Verbraucher ankommen werden, hängt nicht zuletzt von der weiteren Entwicklung der Besteuerung von Mineralölprodukten in unserem Lande ab. Schon die Einführung der Ökosteuer hat z.B. Kraftstoffe in einem Maße verteuert, wie dies rein rechnerisch der Überwälzung eines Rohölpreisanstiegs von knapp 40 $/b entspricht. Dabei scheint in Kreisen der Grünen/Bündnis 90 die Absicht zu bestehen, erneut an der Steuerschraube zu drehen und den Steuersatz pro Jahr um 5 ct/ltr zu erhöhen. Dies entspricht rein rechnerisch einer jährlichen Verteuerung des Rohöls um über 12 $/b. Niemand sollte erwarten, dass sich Ölförderstaaten bei einer Fortsetzung der exzessiven Besteuerung von Mineralölprodukten in Verbraucherländern von Klagen über die angeblich schädlichen Auswirkungen steigender Rohölpreise auf die weltweite konjunkturelle Entwicklung beeindrucken lassen.

Gaspreis folgt auch auf absehbare Zeit dem Ölpreis

Mit dem Ölpreis, genauer gesagt mit dem Preis für Heizöl „atmet“ auch der Gaspreis, d.h. er folgt mit einem Time lag von drei bis sechs Monaten dem Heizölpreis. Dies ist in aller Regel vertraglich in den zumeist langfristigen Gasimportvereinbarungen ebenso festgelegt wie in den Lieferverträgen der Gasversorgungsunternehmen mit ihren Kunden, wenn auch in abgeschwächter Form. Diese Ölbindung ist Ausfluss der Dynamisierung des in der deutschen Gaswirtschaft seit Einführung des Erdgases zu Beginn der 60er Jahre üblichen Prinzips der Preisbildung nach der „Anlegbarkeit“, d.h. des in einem Rückrechnungsverfahren aus den Opportunitätskosten des engsten Substituts zum Gas auf dem Wärmemarkt, dem Heizöl, ermittelten Wertes des Gaseinsatzes für den Verbraucher.

Es lässt sich trefflich darüber streiten, ob dieses Preisbildungsprinzip angesichts der inzwischen vom Gas errungenen Marktposition und des im Zuge der Liberalisierung angestrebten intensiveren Gas-zu-Gas-Wettbewerbs noch zeitgemäß ist. Zwar wird damit auch weiterhin die Konsumentenrente zugunsten der Produzenten abgeschöpft, dies ist aber auch als Kompensation des Preisrisikos anzusehen. Längst spielt das Gas nicht mehr den „Juniorpart“ auf dem Wärmemarkt, sondern es hat das Heizöl bereits vor Jahren aus seiner führenden Position verdrängt (75% aller neuen Gasheizungen basieren auf Erdgas, der Marktanteil des Erdgases in diesem Segment ist um 50% höher als der des Heizöls!). Ob mit oder ohne Ölpreisbindung, es kann angesichts der hohen Reaktionsverbundenheit der Märkte kaum davon ausgegangen werden, dass der Gaspreis vom Geschehen auf den Ölmärkten unbeeinflusst bliebe, wie die jüngere Entwicklung in Großbritannien oder in den USA belegt, in denen vertragliche Ölpreisbindungen weniger geläufig sind. Fest steht jedenfalls, dass die Gaslieferanten auch in neuen Verträgen, die auf die Versorgung des Wärmemarktes abstellen, weiterhin in der Regel eine Ölbindung anstreben. Alternative Absicherungsinstrumente – etwa über die Börse – stehen allenfalls für einen Zeitraum von fünf bis zehn Jahren, nicht jedoch für die typische Lebensdauer von Verbrauchsaggregaten oder gar die Laufzeit von Importverträgen zur Verfügung – und möglicherweise auch nicht in ausreichendem Umfang.

Vor allem aber wäre für eine Lösung des Gaspreises vom Ölpreisgeschehen in ausreichendem Maße Liquidität zum Aufbau eines

Spotmarktes erforderlich, der trotz des in jüngster Zeit zu verzeichnenden zunehmenden Auftretens internationaler Ölgesellschaften als Gasanbieter nur äußerst zögerlich vorankommt. Hierin schlägt sich nicht zuletzt die derzeitige Marktverfassung auf der Gasangebotsseite nieder. Zwar stützt sich die deutsche Gasversorgung neben dem Rückgriff auf die eigene Förderung (20%) derzeit noch auf Importe aus den Niederlanden und zu einem geringen Teil aus Dänemark und Großbritannien, vor allem aber aus Russland und Norwegen. Für die Deckung des zukünftig insbesondere aus Gründen der Klimavorsorge gegebenenfalls sogar stark ansteigenden Bedarfs kommen jedoch nur die beiden letztgenannten Provenienzen infrage, jedenfalls solange keine weiteren leistungsfähigen Pipelineverbindungen etwa in den kaspischen Raum oder nach Nordafrika existieren oder entsprechende Faszilitäten für den Import von verflüssigtem Erdgas errichtet wurden.

Vor diesem Hintergrund kann nicht erstaunen, dass nunmehr auch der Erdgaspreis, der noch im Sommer dieses Jahres unter dem Vorjahresniveau lag, in Bewegung geraten ist und dem beträchtlich gestiegenen Heizölpreis folgt. Dies gilt nicht nur für den Gasimportpreis – sowie den hieran gekoppelten Preis für deutsches Gas –, der inzwischen um etwa ein Drittel angezogen haben dürfte, sondern auch für die Verbraucherpreise. Dennoch lässt sich aus dieser Steigerung der Gasbezugskosten selbst bei voller Überwälzung lediglich eine Gaspreiserhöhung für industrielle Verbraucher (je nach Abnahmemenge und Benutzungsstruktur) in Höhe von 10-15% und für Haushaltsabnehmer sogar nur von 5–10% ableiten. Auch dies entspräche noch nicht einmal der Höhe der Mineralölsteuer auf Gas!

Eine völlig andere Frage ist jedoch, ob nicht durch die für Mitte kommenden Jahres avisierte Regulierung der Netznutzungsentgelte die Gaspreise unter Druck geraten könnten. Mit der nunmehr offenbar präferierten Entry-Exit-Regelung als Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte auf der Ferngasstufe wird zwar die bisher praktizierte und von Seiten vieler Netznutzer kritisierte Entfernungsabhängigkeit aufgegeben, es ist dennoch alles andere als sicher, ob dies auch zu einer Verbilligung des Transports und damit auch zu einer Erhöhung der Wettbewerbsintensität führen wird.

Bislang schneiden deutsche Ferngasunternehmen auch im internationalen Vergleich durchaus nicht schlecht ab, so dass sie einem international orientierten Benchmarkverfahren vergleichsweise gelassen entgegensehen können. Profitieren würden hiervon jedoch ohnehin nur Großverbraucher und Verteilerunternehmen, und dies auch nur dann, wenn gleichzeitig die Liquidität des Gasmarktes ansteigt. Nennenswerte Auswirkungen für die kleineren gewerblichen und privaten Verbraucher wären erst zu erwarten, wenn eine Senkung der Transportentgelte im Preis weitergegeben, vor allem aber, wenn auch die wesentlich höheren Netznutzungsentgelte auf der Endverteilerstufe durch den Regulierer entschieden abgesenkt würden und sich gleichzeitig auch auf dieser Marktstufe – wie weniger wahrscheinlich – schon bald eine wesentliche Intensivierung des Wettbewerbs einstellen würde.

Strompreise am stärksten in der Kritik

Zweifellos am stärksten in der öffentlichen Kritik steht jedoch derzeit die Entwicklung der Elektrizitätspreise. Dies gilt zum einen für den bereits seit einer Reihe von Jahren zu beobachtenden Anstieg der Bezugspreise industrieller Großverbraucher sowie Verteilerunternehmen, zum anderen für die von einer Reihe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen erst kürzlich angekündigten – aber im Einzelnen von den jeweiligen Preisaufsichtsbehörden der Länder noch zu genehmigenden – Strompreiserhöhungen für Tarifabnehmer. Die Beweggründe für die einzelnen Opponenten sind sicherlich unterschiedlicher Natur, bei vielen ist jedoch nach wie vor ein verbreitetes Unbehagen zu konstatieren, ja Argwohn über die Entscheidungsprozesse und das Marktverhalten in dieser über viele Jahrzehnte vom direkten Wettbewerb weitgehend abgeschirmten Branche und das Wirken wieder erstarkter – ihre Marktmacht missbräuchlich ausnutzender – Monopole.

Zu konstatieren ist in der Tat zunächst einmal, dass die Strompreise seit dem Jahr 2000 beträchtlich, und zwar größenordnungsmäßig um 30–35% angestiegen sind. Dies gilt gleichermaßen für Lieferungen an industrielle Verbraucher wie an Weiterverteiler sowie an gewerbliche und private Tarifabnehmer. Diese schlagen bei Großabnehmern nunmehr besonders deshalb zu Buche, weil sich in den letzten Jahren die Vertragslaufzeiten stark verkürzt hatten und viele Verträge jetzt auslaufen und sukzessive erneuert werden müssen.

Diese Verteuerung des Stroms schlägt gleichwohl bei den einzelnen Verbrauchergruppen in unterschiedlichem Maße zu Buche. Eine Tarifanhebung um 5-10%, wie sie jetzt teilweise für erforderlich gehalten wird, erhöht die Stromrechnung eines Durchschnittshaushalts immerhin um 35-70 Euro pro Jahr, ein Betrag der gleichwohl noch deutlich unter der derzeitigen Belastung mit der Ökosteuer auf Strom liegt. Auch die meisten Industrieverbraucher weisen einen

vergleichsweise niedrig erscheinenden Stromkostenanteil an den Gesamtkosten von lediglich 2-3% auf. Zu bedenken ist aber, dass dies größenordnungsmäßig der Umsatzrendite vieler Unternehmen entspricht. Gerade die im intensiven internationalen Wettbewerb stehende stromintensive Industrie sieht sich angesichts der Entwicklung der Strombezugskosten aber mit erheblichen Problemen konfrontiert, auch wenn es in jüngster Zeit durchaus gelungen ist, steigende Kosten in den Produktenpreisen weiterzugeben, wie ein Blick auf die Entwicklung wichtiger Commodity-Märkte wie Kupfer, Aluminium oder Stahl bestätigt.

Um die jüngere Preisentwicklung adäquat einordnen zu können, ist es jedoch auch erforderlich, der Tatsache Rechnung zu tragen, dass trotz dieses in den letzten Jahren zu verzeichnenden Anstiegs die Industriestrompreise auch heute noch im Durchschnitt deutlich unter dem Ausgangsniveau von vor der Liberalisierung liegen (-18% Mittelspannung), die Tarifabnehmerpreise nur leicht darüber (+5%).

Teuerungseffekte energiepolitischer Eingriffe

Stark angestiegen sind dagegen die in den Strompreisen weiter gewälzten Steuern und Abgaben (Ökosteuer, Mehrwert-Steuer, Konzessionsabgabe) sowie abgabenähnliche – aus energiepolitischen Eingriffen resultierende – Belastungen (insbesondere der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energieträger). Diese zusätzlichen im Strompreis enthaltenen Belastungen sind seit Ende des letzten Jahrzehnts im Tarifabnehmerbereich durchschnittlich um rund 2,9 ct/kwh (d.h. um mehr als zwei Drittel von ca. 4,2 auf inzwischen über 7,1 ct/kwh in einem Beispielhaushalt) angestiegen. Alleine hierdurch hat sich der Strompreis für Privatverbraucher um rund 20% erhöht. Für einen typischen Industrieverbraucher ergibt sich rein rechnerisch sogar mehr als eine Verdopplung dieser Belastungen – wenn auch auf vergleichsweise niedrigerem Niveau – auf inzwischen 0,7 ct/kwh. Hierin ist die Ökosteuer auf Strom noch nicht einmal berücksichtigt, da diese von vielen Unternehmen weitgehend gegen die Entlastung bei den Sozialversicherungsbeiträgen aufgerechnet werden kann.

Damit beträgt der hieraus resultierende Anteil der Steuern, Abgaben und abgabenähnlichen Belastungen am Strompreis eines repräsentativen Haushalts derzeit mehr als 40%, in der Industrie rund 15%, wobei im Hinblick auf die tatsächliche Belastung der stromintensiven Industrie allerdings zu berücksichtigen ist, dass für sie eine Härtefallregelung greift. Daher müssen zwischen einzelnen Industrieunternehmen über alles gesehen erhebliche Belastungsunterschiede unterstellt werden. Ohne „staatlich bedingte Abgaben“ jedenfalls lägen heute die Industrie-Strompreise um fast 30%, und selbst die Tarifabnehmerpreise noch um rund 16% niedriger als vor der Liberalisierung.

Dabei müssen in den Preisen auch weitere – durch die staatliche Förderung der regenerativen Energieträger in der Stromerzeugung verursachte – Kostensteigerungen weitergegeben werden, so insbesondere die Kosten für die Beschaffung von Regelenergie zum Ausgleich vor allem der stark fluktuierenden Stromerzeugung auf Basis von Windenergie und Photovoltaik, was sich andererseits entsprechend positiv im Erzeugungsbereich niederschlägt, sowie die Kosten für hierdurch bedingte Netzverstärkungen und den Netzausbau. Hinzu kommt, dass durch die nunmehr vorgesehene Umverteilung der Kosten der Stromeinspeisung auf Basis Regenerativer Energien die vor allem im Binnenland tätigen Versorgungsunternehmen jetzt zusätzlich mit Belastungen konfrontiert werden, die sie selbstverständlich ebenfalls an die Kunden überwälzen müssen.

Preise bis vor kurzem nicht kostendeckend

Beträchtlich angestiegen sind in den letzten Jahren und besonders stark im Verlauf dieses Jahres auch die Preise auf dem Großhandelsmarkt, und zwar um über 40%, die direkt oder indirekt (als Benchmark in Vertragsverhandlungen) in hohem Maße die Bezugskosten für industrielle Sonderabnehmer wie für Weiterverteiler bestimmen. In diesem Kontext darf jedoch nicht unberücksichtigt bleiben, dass der Strompreis in diesem Marktsegment in den ersten Jahren nach der Liberalisierung infolge europaweiter auf den deutschen Markt drängender Überkapazität regelrecht eingebrochen war und von den Erzeugern im Durchschnitt Preiszugeständnisse in einer Größenordnung von über 30% und in Einzelfällen von über 50% eingeräumt werden mussten, um die eigene Marktposition halbwegs zu verteidigen.

Die zu diesen Preisen auf dem Großhandelsmarkt realisierten Erlöse deckten bei weitem nicht mehr die Vollkosten der Stromerzeugung und zwangen die Erzeugerunternehmen zu radikalen Anpassungsmaßnahmen. In diesem Kontext wurden in den Folgejahren Kosten in Milliardenhöhe abgebaut, die Organisationsstrukturen grundlegend verändert, Synergiepotentiale durch Zusammenfassung der Kräfte sowie die Verbreiterung der Geschäftsbasis freigesetzt. Neuinvestitionen schieden jedoch angesichts der Gefahr völlig unzu-

reichender Erlöse für die Deckung der mit Neubauten verbundenen Kosten vorerst aus, stattdessen wurde die Überkapazität systematisch abgebaut, sofern sie nicht für die Deckung des steigenden Regelenergiebedarfs vorgehalten werden musste. Damit gelang es schließlich, trotz der Verpflichtung zur Übernahme der Stromerzeugung aus Tausenden von neuen Windkonvertern und sonstiger Anlagen auf Basis regenerativer Energieträger im Kraftwerksbereich wieder sukzessive die Erzeugungskapazität an den Bedarf anzupassen und die Phase kalkulatorischer Verluste zu beenden.

Preiserhöhend hat sich auf dem Großhandelsmarkt zweifellos jedoch auch der starke Anstieg des Weltmarktpreises für Kraftwerkskohle im letzten Jahr (im Durchschnitt stieg der Grenzübergangswert binnen Jahresfrist um fast 40% und der Spotmarktpreis sogar um das Doppelte!) ausgewirkt. Hiervon wurden allerdings weniger als 30% der deutschen Stromerzeugung unmittelbar tangiert. Kernenergie-, Wasserkraft- und Braunkohlenstrom konnten im Windschatten dieser Entwicklung sogar vergleichsweise günstige Ergebnisse einfahren, denn der Anstieg des Preises für Kraftwerkskohle in der genannten Größenordnung hat die Erzeugungskosten eines für den Marktausgleich erforderlichen und für den Marktpreis relevanten Grenzkraftwerks um 0,6 – 0,8 ct/kwh erhöht. Dies entspricht rund 70% des im vergangenen Jahr auf dem Großhandelsmarkt zu verzeichnenden Preisanstiegs.

Als Ergebnis all dieser Faktoren ist im Erzeugungsbereich jedenfalls inzwischen wieder ein Preisniveau erreicht worden, das Neuinvestitionen rechtfertigt, auch wenn weiterhin beträchtliche Ungewissheiten verbleiben, ob mit Erlösen über die gesamte Laufzeit neuer Anlagen gerechnet werden kann, die einen Kapitalrückfluss bei ausreichender, d.h. risikoadjustierter Verzinsung des investierten Kapitals einschließlich der gegebenen alternativen Kapitalanlagemöglichkeiten sicherstellt. Hierbei kommt erschwerend hinzu, dass auch die Erwartungen über die zukünftige Entwicklung wichtiger Kostenparameter, wie der Preise für Einsatzenergieträger oder der längerfristigen Belastung mit Klimavorsorgemaßnahmen oder der Beschäftigung neu zu bauender Anlagen in hohem Maße ungewiss sind, was sich in entsprechenden – die Kalkulation für Neuanlagen belastenden – Wagniszuschlägen und/oder einer die Kalkulation ebenfalls belastenden Verkürzung der geforderten Kapitalrückflussdauer niederschlägt.

Vor diesem Hintergrund kann es daher auch nicht erstaunen, dass eine ganze Reihe in der Vergangenheit zwar diskutierter, aber immer wieder (unter anderem wegen mangelnden Bedarfs, Ungewissheiten über die Brennstoffversorgung und/oder nicht gegebener Wirtschaftlichkeit) aufgeschobener Neubauprojekte nunmehr offenbar in ein konkreteres Stadium der Realisierung treten. Inzwischen tragen sich sogar aus horizontalen Kooperationen im kommunalen Bereich hervorgegangene gemeinsame Strombeschaffungsgesellschaften mit der Absicht, im Erzeugungsbereich einzusteigen. Mit der zunehmenden Attraktivität des bundesrepublikanischen Marktes auch für Stromimporte und verbesserten Anreizen für weitere Kraftwerksinvestitionen steigen aber auch die Aussichten, dass die Erzeugungskosten – und auch die Großhandelspreise – in der langfristigen Betrachtung nicht mehr wesentlich über das heutige Niveau steigen.

Es besteht sogar die Möglichkeit, dass bei – wie mittelfristig zu erwarten – wieder sinkenden Preisen für Einsatzenergieträger zur Stromerzeugung das derzeit realisierte Strom-Großhandelspreisniveau erneut unter Druck geraten könnte. Mit dem starken Anstieg der Weltmarktpreise für Steinkohle – bedingt durch die exorbitant steigende Nachfrage Chinas, aber auch durch sehr hohe Frachtraten – haben sich die Incentives zur Ausweitung der Förder- und Transportkapazitäten weltweit wieder wesentlich erhöht, so dass Experten bereits zu Beginn des nächsten Jahres eine Preisberuhigung unterstellen.

Die aufgezeigte Entwicklung eines über die Zeit um die langfristigen Grenzkosten oszillierenden Preises mit zum Teil auch beträchtlichen Preisausschlägen dürfte im Übrigen durchaus typisch für Commodity-Märkte sein, zu denen sich der Kraftwerksmarkt nach der Liberalisierung inzwischen entwickelt hat. Industrielle Verbraucher wie Weiterverteiler, die die traditionellen Lieferbeziehungen mit Langfristverträgen und Preisgleitklauseln zugunsten einer Beschaffung an der Börse (oder am Börsengeschehen orientierter Spotbezüge) aufgeben, müssen dies in Zukunft als den Preis für die mit einer Beschaffung an der Börse orientierten Chancen der Bezugsoptimierung akzeptieren, ein Problem, dem nur mit einem professionellen Risikomanagement zu begegnen ist.

Netznutzungsentgelte

In der aktuellen Diskussion spielt auch die Frage eine entscheidende Rolle, ob nicht wie beim Gas neben den Großhandelspreisen auch überhöhte Netznutzungsentgelte das Strompreisniveau in beträchtlichem Maße nach oben treiben. In diesem Kontext werden Zweifel geäußert, ob die in der Bundes-

republik Deutschland geforderten – im europäischen Vergleich – als relativ hoch angesehenen und in den letzten Jahren ebenfalls angestiegenen Netznutzungsentgelte und außerdem die großen Unterschiede zwischen den deutschen Energieversorgungsunternehmen im Rahmen eines lediglich an Kriterien der „effizienten Leistungserstellung" orientierten Kalkulation gerechtfertigt werden könnten.

Abgesehen von der Tatsache, dass die Höhe der Netznutzungsentgelte nur vor dem Hintergrund von Faktoren wie der jeweiligen Netzkonfiguration, der Auslastung, dem Verkabelungsgrad, der Ausfallwahrscheinlichkeit und nicht zuletzt auch der jeweils gültigen bilanz- und steuerrechtlichen Gegebenheiten interpretiert werden kann, wird die Beantwortung dieser Frage zentrale Aufgabe des grundsätzlich beschlossenen, aber voraussichtlich erst Mitte 2005 zu etablierenden Regulierers sein. Das Ergebnis seines Prüfauftrags kann kaum abschließend vorausgesehen werden. Immerhin hat er in der aufgebrachten Stimmung kürzlich klärend festgestellt, dass es keineswegs seine Aufgabe sei, für niedrige Strom- und Gaspreise Sorge zu tragen, sondern für einen langfristig möglichst kostengünstigen nichtdiskriminierenden Netzzugang als Voraussetzung für mehr Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger.

Auf der einen Seite zeichnet sich ab, dass bei der Regulierung das Prinzip der Orientierung an – in bestimmter Weise vorab definierten – Kosten beibehalten, aber durch Kriterien der effizienten Leistungserstellung in noch zu bestimmenden Strukturklassen sowie durch einen – wie problematisch auch immer anzusehenden – internationalen Vergleich ergänzt werden soll. Auf der anderen Seite sollen sukzessive Anreize zur Effizienzsteigerung wie zur Anregung von Investitionen in den Erhalt sowie in den Ausbau des Netzes im Interesse einer möglichst sicheren und qualitativ hochwertigen Versorgung mit Netzdienstleistungen eingeführt werden, eine Gratwanderung, die nicht notwendigerweise zu stark sinkenden Netznutzungsentgelten führt.

Dennoch darf erwartet werden, dass alleine das Tätigwerden des Regulierers und das ihm zugestandene Prinzip der Heranziehung von Vergleichsmärkten mit Beweislastumkehr und Sofortvollzug sowie die mit dem Unbundling eingeräumten Möglichkeiten der Verknüpfung von Elementen der Kosten- mit solchen der Ertragsregulierung dazu führen wird, die Kalkulation der Netznutzungsentgelte zu überprüfen. Eine absolute Absenkung der Netznutzungsentgelte dürfte allerdings – alleine wegen der völlig anderen Größenordnung in weit stärkerem Maße für den Niederspannungsbereich als für den Hochspannungsbereich zu erwarten sein. Industrielle Verbraucher können daher im Wesentlichen auch nur von einer eventuellen Senkung der vergleichsweise geringen Netznutzungsentgelte im Höchst- und eventuell noch im Mittelspannungsnetz profitieren.

Aber auch für Haushaltskunden müssten rein rechnerisch die Netznutzungsentgelte größenordnungsmäßig um ein Drittel sinken – eine voraussichtlich völlig unrealistische Größenordnung –, um alleine die Mehrbelastung durch die Ökosteuer zu kompensieren. Im Übrigen bliebe abzuwarten, wie die meist in kommunaler Hand befindliche Endverteilerstufe politisch auf eine derart hohe Absenkung ihrer Netznutzungsentgelte reagieren würde, die ceteris paribus mit einem Einnahmeausfall verbunden wäre, der die jährlichen Dividendenzahlungen an die finanziell angeschlagenen kommunalen Eigentümer in den meisten Fällen um ein Mehrfaches übersteigen würde.

Trotzdem scheint vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion die Forderung nicht unbillig zu sein, nach Möglichkeit die Inthronisierung des Regulierers zu beschleunigen, aber – zumindest für eine Testphase von einigen Jahren – es bei der auch vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit präferierten, wesentlich flexibleren, weniger bürokratischen und „lernfähigen" Ex-post-Missbrauchsregulierung verknüpft mit schon bald zu entwickelnden Anreizmechanismen zu belassen. Die nunmehr beschlossene Verschärfung des Regulierungsauftrags für eine Ex-ante-Genehmigung – allerdings nur – von Erhöhungen der Netznutzungsentgelte stellt insofern einen Bruch mit der bisherigen Argumentation der Bundesregierung dar, die wohl nur auf entsprechende Interventionen eines Teils der Koalition, aber vor allem auch des über den Bundesrat artikulierten Widerstands der Opposition zurückgeführt werden kann. Dies gilt auch für die nunmehr vorgesehene Möglichkeit, rückwirkend bis zum 1.8.2004 erhöhte Netznutzungsentgelte zu überprüfen. Bei aller Kritik hat diese Regelung jedoch wenigstens den Vorteil, dass sie der Argumentation den Boden entzieht, Energieversorgungsunternehmen strebten danach, durch Preiserhöhungen noch schnell vorab Fakten für den Regulierer schaffen zu wollen.

Die ebenfalls erhobene Forderung nach einer stärkeren Beteiligung der Länder am Regulierungsprozess wird seitens der Bundesregierung jedoch nach wie vor zu Recht abgelehnt. Abgesehen von einer Vervielfachung des

bürokratischen Aufwands bestünde hierdurch eine ernste Gefahr für die Sicherstellung einheitlicher Wettbewerbsbedingungen in der Bundesrepublik, vor allem aber müsste befürchtet werden, dass hierdurch ein Einfallstor für nicht sachgerechte Interventionen auf regionaler Ebene eröffnet würde.

Diesem von der Regulierung zu erwartenden Entlastungseffekt, der auch nach optimistischen Annahmen kaum 5-10% des Preises übersteigen dürfte, steht jedoch die bereits vorprogrammierte zusätzliche Belastung entgegen, die mit dem geplanten Ausbau der Förderung regenerativ erzeugten Stroms trotz vorgesehener geringfügiger Degressionseffekte einhergehen wird, sofern die von der derzeitigen Bundesregierung deklarierten Ziele weiterhin verfolgt werden. Dies gilt nicht zuletzt für die Pläne zur weiteren Konzentration dieser Förderung auf die Windenergie im Offshore-Bereich und die hiermit verbundenen zusätzlichen Kosten der Netzverstärkung sowie zum massiven Ausbau der Stromerzeugung auf Basis der noch um Größenordnungen teureren Photovoltaik. Derselbe Effekt würde bei einer weiteren Erhöhung der Ökosteuer eintreten.

Sind schon diese staatlichen Eingriffe äußerst kritisch zu beurteilen, so würde dies erst recht für direkte Interventionen in den Preisbildungsprozess gelten. Wenn – wie in der aktuellen Diskussion vielfach behauptet – der Verdacht besteht, dass bestimmte Energieversorgungsunternehmen ihre Marktmacht missbräuchlich – so z.B. durch das Setzen überhöhter Preise – ausnutzen, so sind zunächst einmal die Kartellbehörden gefordert. Auf diesen Umstand hat zu Recht der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit verwiesen, und damit indirekt ein Tätigwerden der Bundesregierung (im Übrigen auf Basis welcher gesetzlichen Norm?) in der jetzigen Phase abgelehnt. Aufgabe der Energiepolitik kann es nur sein, bereits dem Entstehen von Marktmacht entgegenzuwirken sowie gegebenenfalls bestehende Markteintrittsbarrieren abzubauen und damit die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb zu schaffen, aber nicht in die konkreten Preisbildungsprozesse auf einzelnen Märkten einzugreifen.

Fazit

Es zeigt sich also, dass im Zusammenhang mit der Würdigung der jüngeren Entwicklung der Energiepreise ein breites Spektrum an Faktoren zu berücksichtigen ist, deren Gewicht unterschiedlich gesetzt werden mag, die aber keinesfalls zugunsten einer allzu simplen Interpretation von vorneherein ausgeklammert werden dürfen. Höchst bedauerlich wäre es, wenn sich der Eindruck bestätigen sollte, hier sei ein Thema nur instrumentalisiert worden, um von anderen vielleicht unangenehmen Fragen – wie der tatsächlichen Belastung der Energiepreise mit staatlichen Maßnahmen – abzulenken oder um populistisch Stimmen für anstehende Wahlen zu fangen. Die auch von höchsten Regierungsvertretern in diesem Zusammenhang benutzten Termini „Abzockerei“, „Preistreiber“ oder „profitgierige Monopolisten“ sprechen Bände.

In höchstem Maße problematisch ist jedoch, dass offenbar ohne Bedenken mit der Kritik an der aktuellen Preisbildung im Energiebereich ein fundamentales Element unserer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnung leichtfertig infrage gestellt wird, nämlich die Rolle des Preismechanismus für die autonome Abstimmung von Angebot und Nachfrage am Markt. Der Vorgang ist einzigartig und findet keinerlei Parallele, selbst bei wesentlich größeren Preisausschlägen auf anderen Märkten. Vor Eingriffen in die freie Preisbildung etwa mit Höchst- oder Mindestpreisen oder Preisstrukturvorgaben kann nicht entschieden genug gewarnt werden. Der Markt würde seines Knappheitsindikators schlechthin beraubt. An die Stelle der für Investitionen, für Produktion wie Konsumtion zentralen Signal-, Anreiz- und Steuerungsfunktion von Marktpreisen träte bestenfalls ein zentraler Plan, möglicherweise aber auch nur Willkür mit Produktionsanordnungen und Zuteilungsmechanismen.

Dieselbe Warnung gilt für eine Beeinträchtigung der Rolle, die Gewinnen in einem marktwirtschaftlichen System zukommen. Ganz abgesehen davon, dass aktuell ausgewiesene Gewinne oder (von welcher Basis aus ermittelter) Gewinnsteigerungen stets im Kontext der über die Zeit zu beobachtenden Ertragsentwicklung eines Unternehmens zu interpretieren und auch gegen weniger erfolgreiche Phasen abgeglichen werden müssen, sind sie nur vor dem Hintergrund der für eine adäquate – dem konkreten Risikoaspekt Rechnung tragender – Verzinsung des investierten Kapitals erforderlichen Größenordnung zu würdigen. Gewinne sind nicht nur das Äquivalent und die Voraussetzung für die Übernahme von Risiken, wie sie mit jeder und erst recht mit langfristig angelegten Investitionen auf liberalisierten Märkten verbunden sind. Sie sind auch die Belohnung für besonders erfolgreiches und rationelles Wirtschaften. Sie stimulieren Effizienz steigernde und umweltschonende Investitionen und Substitutionsprozesse zugunsten eines Ressourcen schonenden Verbrauchs von Produktionsfaktoren, wie sie auch von denen gefordert werden, die die Gewinne als Basis dieser Investitionen verteufeln.