

InfrastrukturRecht

Energie · Verkehr · Abfall · Wasser

Geschäftsführende Herausgeber

Michael Schöneich, VKU
Dr. Christian Theobald, BBH

Herausgeber

Prof. Dr. Gabriele Britz
Christian Held, BBH, GEODE
Prof. Dr. Georg Hermes
Folkert Kiepe, Deutscher Städtetag
Prof. Dr. Christian Koenig
Dr. Carsten Kreklau, BDI
Prof. Dr. Jürgen Kühling
Jens Lattmann, Deutscher Städtetag
Dr. Eberhard Meller, VDEW
Reiner Metz, VDV
Dr. Christiane Nill-Theobald, VWEW
Dr. Wolf Pluge, BGW
Prof. Dr. Jens-Peter Schneider
Adolf Topp, AGFW

In Zusammenarbeit mit der Neuen Juristischen Wochenschrift

Inhaltsverzeichnis

Beiträge

<i>L. Jarass/G.M. Obermair</i> : Marktmäßige NNE statt Nettosubstanzerhaltung	146
<i>Ch. Theobald</i> : Fragen und Antworten zum künftigen Konzessionsvertragsrecht	149
<i>R. Lüddemann</i> : Vetoentscheidung der Kommission zum Markt Nr. 9: Hintergrund und Bewertung	152

Energie

<i>BGH</i> : Stromlieferung durch allgemeinen Versorger ohne Wissen des Abnehmers II	154
<i>BGH</i> : Umlagefähigkeit von Kosten der Wärmelieferung auf den Mieter beim Wärmecontracting	154
<i>OLG Bamberg</i> : Leistung der Mindestvergütung ist nicht Voraussetzung für Anspruch auf Belastungsausgleich	155
<i>OLG Düsseldorf</i> : Anforderungen an Darlegung zur Kalkulation von Netzentgelten	156
<i>OLG Naumburg</i> : Allgemeine Versorgung i.S.d. § 1 KWKG setzt keine Belieferung privater Unternehmer voraus	157
<i>LG Chemnitz</i> : Allgemeine Wirtschaftsklausel steht ergänzender Vertragsauslegung zur Weiterwälzung von KWKG-Mehrkosten nicht entgegen	158
<i>LG Ulm</i> : Keine Anwendbarkeit des § 315 BGB auf Fernwärmelieferverträge	159
<i>Kommission</i> : Untersuchung des Wettbewerbs auf Gas- und Strommärkten	159
<i>Kommission</i> : Untersuchung zu Gasimportverträgen zwischen E.ON Ruhrgas und Gazprom	160

Verkehr

<i>VGH Baden-Württemberg</i> : Kein Anspruch auf barrierefreie Bahnsteige	161
<i>VG Hamburg</i> : Genehmigung von Stadtrundfahrten als Linienverkehre	161
<i>VG Köln</i> : Verweigerung des Netzzugangs nach Kündigung	162
<i>FDP-Fraktion</i> : Schienenbonus soll überprüft werden	163

Abfall

<i>BVerwG</i> : Verfüllung eines früheren Tontagebaus mit Abfällen	163
<i>VGH Baden-Württemberg</i> : Verfassungskonforme Begrenzung des Anwendungsbereichs des § 4 II 1 BBodschG	164
<i>Bundesregierung</i> : Abschließender Entwurf einer Verordnung über die Verwertung von Abfällen auf Deponien über Tage und zur Änderung der Gewerbeabfallverordnung	165

Wasser

<i>OVG Nordrhein-Westfalen</i> : Beitragspflicht setzt Erschließung des Grundstücks voraus	166
<i>VG Karlsruhe</i> : Gesamtschuld bei Schmutz- und Niederschlagswassergebühren	166

Telekommunikation

<i>BVerwG</i> : Tk-Netzbetreiber müssen Gebühren für straßenverkehrsrechtliche Anordnungen zahlen	167
---	-----

Nr. 7 • 13. Juli 2005

2. Jahrgang

Mit Internet-Volltext-Service www.IR.beck.de der besprochenen Entscheidungen

Verlag C.H.Beck München und Frankfurt a.M.

Beiträge

Marktgemäße Netznutzungsentgelte statt Nettosubstanzerhaltung

Prof. Dr. Lorenz Jaras, M.S. (Stanford Univ./USA) /
Prof. Dr. Gustav M. Obermair, Wiesbaden/Regensburg*

Finanzmarktanalysen und die ab 2005 obligatorische EU-Bilanzierung ermöglichen die Abschätzung einer Rendite für vergleichbar risikobehaftete Alternativanlagen in einer engen Bandbreite, die zudem neue Investitionen anregt. Dadurch wird eine transparente, flexible und verwaltungsarme Regulierung ermöglicht, deren Entscheidungen durch objektive Daten gut abgesichert sind.

"Nur wenn wir in unseren Netzen eine Rendite erwirtschaften wie vergleichbar risikobehaftete Alternativanlagen, werden wir Eigen- und Fremdkapitalgeber finden, die uns Investments bereitstellen."¹, so Dr. J. Teyssen, Vorstandsvorsitzender der E.ON Energie AG.

Nach dem Nein des *Bundesrats* vom 28.4.2005 zum Energiewirtschaftsgesetz in der vom *Bundestag* am 15.4.2005 beschlossenen Fassung² hat der Vermittlungsausschuss des *Bundestags* am 15.6.2005 eine Einigung erzielt: bestehende Netzinvestitionen werden wie bisher nach der „Nettosubstanzerhaltung“ verzinst, neue Investitionen hingegen nach der „Realkapitalerhaltung“. Damit ist zumindest für neue Investitionen eine transparente, auf marktwirtschaftlichen Grundsätzen beruhende Möglichkeit eröffnet, eine kapitalmarktorientierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals sicherzustellen und gleichzeitig überhöhte Entgelte zu Lasten der Stromverbraucher verwaltungsarm und gerichtsfest zu verhindern. Das neue Energiewirtschaftsgesetz und die zugehörigen Verordnungen sollen spätestens zum 1.8.2005 in Kraft treten.

I. EU-Elektrizitätsrichtlinien erzwingen Wettbewerb und Transparenz

Bis in die 1990er Jahre bestand kein Bedarf für eine Diskussion über Entgelte für die Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie: Die Leitungsnetze waren nach Eigentum, Rechtsform und Betriebsorganisation ein integraler Bestandteil der jeweiligen großen und kleinen Regionalmonopole. Kapital- und Betriebskosten der Netze gingen als ein Beitrag neben allen anderen in deren interne Rechnungslegung und Strompreisbestimmung ein.

Mit den EU-Richtlinien zum Elektrizitätsbinnenmarkt hat sich in den letzten Jahren die Lage grds. geändert: Die Betreiber von Übertragungs- und von Verteilernetzen sind nach Rechtsform, Entscheidungsgewalt und Rechnungslegung als unabhängige Gesellschaften zu organisieren („vertikale Entflechtung“), die für ihre Kosten (Kapitalbereitstellung und laufender Betrieb) ein angemessenes Entgelt von den Netznutzern erhalten

(derzeit ca. 20 Mrd. € pro Jahr). Wegen des technisch bedingten so genannten „natürlichen Monopols“ der Netzbetreiber kann sich die Höhe ihres Entgelts nicht auf dem Markt bilden; es muss vielmehr durch eine Regulierung dafür gesorgt werden, dass ein marktnahes Entgelt erreicht wird³.

Die von der EU geforderte organisatorische Entflechtung ist von der Energiewirtschaft schon seit geraumer Zeit weitgehend vollzogen. Die Umsetzung der Elektrizitätsrichtlinie⁴ (EltRL) in deutsches Recht, die bereits zum 1.7.2004 gefordert war, ist hingegen in Deutschland nach wie vor nicht erfolgt. Entscheidende Bedeutung kommt der einzusetzenden Regulierungsbehörde zu: Sie hat „zumindest die Aufgabe, Nichtdiskriminierung, echten Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren des Marktes sicherzustellen“ (Art. 23 EltRL). Zu diesem Zweck sollen die Regulierungsbehörden relativ weitgehende Befugnisse haben, insb.:

* Der Erstautor ist Professor an der University of Applied Sciences, Wiesbaden, der Zweitautor ist Inhaber des Lehrstuhls für Theoretische Physik an der Universität Regensburg.

1 Zitiert in ET 2004, 799.

2 Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, Bundestagsbeschluss vom 15.4.2005 (http://www.parlamentsspiegel.de/cgi-bin/hyperdoc/show_dok.pl?k=BBD248/05 sowie der Entwurf einer Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV, Bundeskabinettsbeschluss vom 14.4.2005 (<http://www1.bundesrat.de/Site/Inhalt/Drucksachen/2005/0245-05.property=Dokument.pdf>).

3 Dieser Aufsatz beruht auf einem Gutachten für das *Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr* des Landes Schleswig-Holstein: Angemessene Netznutzungsentgelte mit sinnvollen Anreizwirkungen, 13.4.2005 (www.jarass.com, Energie).

4 Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (http://europa.eu.int/eur-lex/de/archive/2003/l_17620030715de.html).

Wie kann ich alle nachfolgenden Entscheidungen und Dokumente der IR abrufen?

- Unter www.ir.beck.de gelangt man auf die Homepage der IR
- Links unten befindet sich der **LOGIN-Bereich**: Einfach Benutzername und Passwort in das entsprechende Feld eintragen
- In das Suchfeld (GO-Suche) wird die sog. sechsstellige „**becklink-Nummer**“ eingegeben; diese Nummer befindet sich am Ende eines Beitrages oder einer Urteilsbesprechung in der jeweiligen Ausgabe der IR
- Der gesamte Inhalt der IR steht nun exklusiv zur Verfügung: sämtliche zitierte Entscheidungen und Dokumente können nun im Volltext ausgedruckt werden

- Überwachung der tatsächlichen Entflechtung der Rechnungslegung zur Verhinderung von Quersubventionierungen;
- Festlegung oder Genehmigung von Methoden zur Berechnung der Bedingungen für den Netzzugang einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung, und zwar vor ihrem jeweiligen Inkrafttreten.
- Sie sind weiterhin (Art. 23 IV EltRL) „befugt, falls erforderlich von den Betreibern der Übertragungs- und der Verteilernetze zu verlangen, ... Bedingungen, Tarife, Regeln, Mechanismen und Methoden zu ändern, um sicherzustellen, dass diese angemessen sind und nicht diskriminierend angewendet werden“.

1. Laut EU-Elektrizitätsrichtlinien soll die Regulierungsbehörde die Netzentgelte bestimmen

Bezüglich der Netzentgelte steht damit fest, dass es nach dem Willen des Europäischen Gesetzgebers der Regulierungsbehörde obliegt, die Methoden zur Entgeltbestimmung vorab („ex ante“) festzulegen oder zu genehmigen, auch wenn nationales Recht vorsehen kann (Art. 23 III EltRL), dass diese der zuständigen Stelle des Mitgliedsstaats zur förmlichen Entscheidung vorzulegen sind. Die Regulierungsbehörden müssen „... von den Interessen der Elektrizitätswirtschaft vollkommen unabhängig sein“.

Statt dem Regulierer seine von der EU vorgesehene Rolle als Schlichter zwischen den widerstreitenden Interessen der Netzbetreiber an hohen und der Netznutzer an niedrigen Entgelten zu ermöglichen, sollte nach der vom *Bundestag* beschlossenen Fassung des Energiewirtschaftsgesetzes die Methode zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte im Gesetz abschließend festgelegt werden, nämlich „Nettosubstanzerhaltung“ statt „Realkapitalerhaltung“. Hinter diesen sprachlich scheinbar ähnlichen Fachbegriffen verbergen sich zwei entscheidend unterschiedliche Konzepte, wobei „Nettosubstanzerhaltung“ der historischen Periode der staatlich privilegierten Regionalmonole angehört, „Realkapitalerhaltung“ der modernen Marktwirtschaft, die mit der Umsetzung der EU-Elektrizitätsrichtlinie und der Umwandlung der Energieversorger in EU-weit tätige Konzerne nun auch in Deutschland Einzug gehalten hat.

2. Von der Staatswirtschaft zur Marktwirtschaft

„Um unseren hohen Qualitätsstandard durch neue Investitionen in alternde Netze zu sichern, benötigen wir eine kapitalmarktorientierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals“. Diesem Satz aus dem schon eingangs zitierten Gespräch mit dem Vorstandsvorsitzenden der E.ON-Energie AG kann man nur zustimmen. Umso verwunderlicher ist, wenn er im nächsten Satz die Kalkulationsmethode der „Nettosubstanzerhaltung“ für notwendig erklärt. Diese von der Energiewirtschaft in der Vergangenheit angewandte Methode entspricht in mehrfacher Hinsicht gerade nicht den Bedingungen des internationalen Kapitalmarkts:

Es wird nämlich der Eigenkapitalanteil nicht wie allgemein üblich zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten bewertet und abgeschrieben, sondern zu Wiederbeschaffungskosten („Tagesneuwerten“). Auf dieses durch die Preissteigerungen laufend höher bewertete Eigenkapital werden sowohl die Abschreibungen als auch der Kapitalentgeltsatz bezogen. Dadurch fließt über die Hälfte der Gesamtsumme der Entgelte (Abschreibung plus Kapitalentgelt) erst im Zeitraum Jahr 15 bis Jahr 40 an die Eigentümer der Netze, die sich dieses Zuwarten deutlich oberhalb von Anleihezinsen entlohnen lassen mit dem Ergebnis überhöhter Netzentgelte. Der langsame Kapitalrückfluss widerspricht den heutigen Erwartungen des Kapitalmarkts. Anreize für Neuinvestitionen ergeben sich nur bei den insgesamt überhöhten Netzentgelten, wie sie im Ergebnis bei Anwendung der „Nettosubstanzerhaltung“ mit den Parametern der „Verbändevereinbarung“⁵ bisher erzielt wurden und bei Beibehaltung weiter erzielt werden.

Wenn wie in der Vergangenheit die öffentliche Hand Mehrheitseigner der Elektrizitätswirtschaft ist, mag eine Bewertung zu Tagesneuwerten gerechtfertigt sein, um dieses Eigentum der Enkelgeneration neuwertig zu hinterlassen. Heute sind die Betreiber der Übertragungs- und teilweise auch der Verteilernetze Töchter von mindestens EU-weit tätigen Kapitalgesellschaften, deren Ziel nicht die Fürsorge für die Enkel, sondern die Optimierung der Rendite für ihre Aktionäre ist. An die Stelle der Staatsfürsorge müssen neue Instrumente zur Aufrechterhaltung einer intakten Infrastruktur treten: der gesetzliche Auftrag der Netzbetreiber und eine marktgerechte Anreizregulierung. Die Methode der „Realkapitalerhaltung“ kalkuliert die Entgelte strikt auf der Grundlage der Anschaffungs- und Herstellungskosten, ein transparentes und objektives Verfahren wie es in einer Marktwirtschaft allgemein üblich ist.

II. Marktgleichgewicht-Rendite

Das betriebsnotwendige Kapital muss marktgerecht verzinst werden. Welcher Satz soll gewählt werden, eher mehr, um die Versorgungssicherheit eher zu gewährleisten, eher weniger, um die Netzentgelte niedrig zu halten? Grds. kann aus einem breiten Intervall möglicher Werte ausgewählt werden: von dem nackten Anleihezinssatz von etwa 5%/a über rund 10%/a bei Anrech-

5 Chronik der Verbändevereinbarung. Bundesverband neuer Energieanbieter. 1/2005 (<http://www.neue-energieanbieter.de/energiemarkt/chronik/index.html>).

nung einer Risikoprämie bis zu 15 %/a bei voller Berücksichtigung des nominalen Unternehmenssteuersatzes. Die Nettosubstanzerhaltung legt einen gegriffenen Zinssatz fest (6,5%/a), der auf ein fiktives Eigenkapital (nämlich zu Wiederbeschaffungskosten) angewandt wird bei einer wiederum gegriffenen Obergrenze von 0,4 für die berücksichtigungsfähige Eigenkapitalquote: ein intransparentes und streitanfälliges Verfahren.

1. Bestimmung der angemessenen Verzinsung als Rendite für vergleichbar risikobehaftete Alternativenanlagen

Die Willkür bei der Wahl des angemessenen Kapitalentgeltsatzes wird entscheidend verringert, wenn es gelingt, eine Rendite für vergleichbar risikobehaftete Alternativenanlagen in einer engen Bandbreite abzuschätzen. Dies ist offensichtlich erreicht, wenn gilt:

- Das Netzentgelt ist mindestens so hoch, dass ein Bieter bereit wäre, bei dieser durch die staatliche Regulierung garantierten Rendite das Netz zu kaufen und nach den gesetzlichen Auflagen (einschließlich Garantie der Versorgungssicherheit) zu betreiben.
- Das Netzentgelt ist höchstens so hoch, dass der jetzige Eigentümer bereit wäre, das Netz zu verkaufen, falls mit dem Verkaufserlös anderswo ein höherer Ertrag zu erzielen ist.

Für diese Abschätzung stehen der Regulierung zwei moderne Instrumente zur Verfügung:

- Seit dem 1.1.2005 ist die Bilanzierung nach dem EU-Standard IFRS EU-weit für börsennotierte Unternehmen und damit auch für alle Konzerntöchter obligatorisch. Dabei wird, anders als in der deutschen HGB-Bilanzierung, das aktuelle betriebsnotwendige Vermögen eines Unternehmens durch „true and fair presentation“ ausgewiesen. Derzeit muss aber nur der Abschluss des Gesamtkonzerns inklusive Anlagen und Herleitungen offen gelegt werden, zukünftig sollte das Energiewirtschaftsgesetz eine separate Offenlegung auch für alle Übertragungsnetzbetreiber vorsehen.
- Börsennotierte Unternehmen aus ganz unterschiedlichen Sektoren und Branchen werden bereits seit längerem durch Finanzanalysten in Risikoklassen eingestuft, und dabei deren markttypische Eigenkapitalquote und risikogerechte Marktprämie erhoben. Ebenso können zukünftig Netzbetreiber in derartige Risikoklassen eingestuft werden.

Die tatsächliche Eigenkapitalquote bleibt dabei der freien Entscheidung des jeweiligen Unternehmens überlassen, hat im Gegensatz zu den traditionellen Verfahren aber keinen Einfluss auf das tatsächliche Entgelt. Das Entgelt ergibt sich als Produkt von nur zwei Werten: aktuell gebundenes Gesamtkapital laut IFRS-Bilanz mal einheitlicher Kapitalentgeltsatz gemäß Risikoklassifizierung.

2. Systematische Anreize für Investitionen

Diese Methode setzt systemimmanent Anreize für Investitionen zur Erneuerung und, falls erforderlich, die Erweiterung des Netzes und damit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Diese Anreize ergeben sich aus dem durch die Investitionen erhöhten Wert des betriebsnotwendigen Vermögens, das ja die Bemessungsgrundlage für das Entgelt ist. Durch Investitionen werden Netzstörungen und resultierende Schadensersatzzahlungen verringert, im Zweifel wird der Netzbetreiber also lieber etwas mehr als etwas weniger investieren. Bei krassen Überinvestitionen wäre allerdings ein Eingreifen des Regulierers zu erwarten, der diese nicht mehr als betriebsnotwendiges Kapital anerkennen könnte. Zudem werden Überinvestitionen dadurch begrenzt, dass der Netzbetreiber der zuständigen Planungsbehörde gegenüber die energietechnische Notwendigkeit der Leitungsneubauten begründen muss.

Die Marktgleichgewicht-Rendite ist genau dadurch definiert, dass für eine Investition mit dieser Rendite in dieser Risikoklasse immer ein potentieller Investor am Markt präsent ist, der die Gewähr bietet, im Falle einer Insolvenz gegebenenfalls das insolvente Netzununternehmen weiterzuführen. Es muss allerdings gesetzlich sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber nicht mit der vorübergehenden Einschränkung des Netzbetriebs drohen kann zur Durchsetzung von über der Marktrendite liegenden Entgelten.

3. Überprüfbarkeit und Rechtssicherheit

Wesentliches Beurteilungskriterium für die Kalkulationsmethoden und ihre Umsetzung sollte sein, ob zur Regulierung ein „Rat der Energieweisen“ benötigt wird, der allwissend, allmächtig und allgütig ist. Die hier vorgeschlagene Bestimmung einer „Marktgleichgewicht-Rendite“ kann ohne einen solchen Rat für jeden nachvollziehbar auf der Basis von IFRS-Bilanzierung und Finanzanalysen mittels der typischen Eigenkapitalquote und Risikoklasse erfolgen. Diese Erhebung sollte von mehreren Gutachtern im Wettbewerb zueinander durchgeführt und durch Angebote potentieller Investoren untermauert werden, so wie bereits heute von Investmentbanken etwa beim Verkauf von Unternehmen praktiziert. Die Prüfung erfolgt durch Vergleich mit der Rendite für vergleichbar risikobehaftete Alternativenanlagen aus allen Branchen und Sektoren, die in Finanzanalysen nachprüfbar in derselben Struktur- und Risikoklasse wie Netzbetreiber eingeordnet werden. Alle Zahlen können auf der Grundlage von international anerkannten und standardisierten Zahlenwerken (IFRS-Bilanzen, Risikoklassifizierungen etc.) bestimmt werden.

Änderungen der üblichen Marktrenditen, neue Bewertungen hinsichtlich der relevanten Risikoklasse („Beta-Faktor“), hinsichtlich der typischen Eigenkapitalquote und anderer Faktoren, die den Kapitalentgeltsatz beeinflussen, können vom Regulierer regelmäßig berücksichtigt werden und erlauben ein flexibles Verfahren. Benchmarking wird wesentlich erleichtert und verbes-

sert, da ab 2005 in allen EU-Ländern jedenfalls die größeren Übertragungsnetzbetreiber ihre Bilanzen nach einheitlichen IFRS-Richtlinien aufstellen und veröffentlichen müssen.

Ein Wort noch zu den gerichtlichen Überprüfungen der Entgeltfestsetzungen des Regulierers: Den Betroffenen steht ein Beschwerderecht offen (Art. 23 §§ 5 und 6 EltRL und §§ 75 ff. EnWG-E) hinsichtlich der Methoden zur Ermittlung der Netzentgelte und ihrer tatsächlichen Höhe. Beim Verfahren der Marktgleichgewicht-Rendite sorgt der internationale Finanzmarkt für ein schmales Band der vom Regulierer und den Gerichtsgutachtern vertretbaren Werte. Die Netzentgelte werden direkt aus veröffentlichten und wirtschaftsgeprüften IFRS-Bilanzdaten ermittelt, sodass bei Beschwerden nur die korrekte Anwendung des sehr einfachen Ermittlungsverfahrens geprüft werden muss. Bei der „Nettosubstanzerhaltung“ werden hingegen die zugrunde liegenden Zahlen in einem separaten kalkulatorischen Rechenverfahren erstellt, sodass jede solche Zahl dem Beschwerdeführer detailliert belegt und begründet werden muss.

III. EU-Richtlinien-konformes Energiewirtschaftsgesetz erforderlich

Um den Forderungen der EU-Elektrizitätsrichtlinie nach einer marktgerechten Gestaltung zu genügen, müsste der Regierungsentwurf des neuen Energiewirtschaftsgesetzes in einigen Punkten grundlegend geändert werden. Hinsichtlich der in diesem Beitrag im Vordergrund stehenden Methode zur Ermittlung angemessener Netzentgelte betrifft dies nicht nur § 21 II EnWG-RE und § 7 IV, VI, StromNEV-RE, wo jeweils der Bezug auf „Nettosubstanzerhaltung“ bzw. „Tagesneuwerte“ durch „marktnahe Verzinsung des eingesetzten Kapitals“ zu ersetzen wäre. Vielmehr müsste in § 29 EnWG-E ausdrücklich die Regulierungsbehörde ermächtigt werden, die Kalkulationsmethode für die Netzentgelte festzulegen, und zwar so, dass eine kapitalmarktorientierte Verzinsung des betriebsnotwendigen Kapitals in nachprüfbarer Weise gesichert ist und gleichzeitig die Interessen der Netznutzer vor überhöhten Entgelten gewahrt bleiben. Um dies zu ermöglichen, ist in § 10 I EnWG-RE vorzuschreiben, dass alle Netzbetreiber die für börsennotierte Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften hinsichtlich separater Bilanzierung und Offenlegung für den Netzbetrieb erfüllen müssen. Schließlich sollte in § 11 I EnWG-RE der wichtige, aber nach wie vor strittige Begriff der wirtschaftlichen Zumutbarkeit eines Netzausbaus klar definiert werden⁶.

Fragen und Antworten zum künftigen Konzessionsvertragsrecht

*Rechtsanwalt Dr. Christian Theobald, Mag. rer. publ., Berlin**

Das Konzessionsvertragsrecht ist das rechtliche Bindeglied zwischen kommunaler Selbstverwaltungsgarantie und der Entscheidung darüber, wer in Stadt- und Gemeindegebieten für die örtliche Strom- bzw. Gasversorgung verantwortlich ist. Über die Person des bislang so genannten „Allgemeinen Versorgers“ i.S.v. § 10 EnWG entscheidet nach § 13 II EnWG die jeweilige Stadt bzw. Gemeinde spätestens alle 20 Jahre. Dieser „Wettbewerb um Versorgungsgebiete“ wird seit 1998 durch den gesetzlich angeordneten „Wettbewerb im Versorgungsgebiet“ bzw. „im Netz“ im Wege der Durchleitung bzw. der Netznutzung flankiert; letzter Wettbewerbsansatz wird durch die aktuelle EnWG-Novelle durch die Einführung des regulierten Netzzugangs erheblich aufgewertet. Gleichwohl hält auch das künftige EnWG am „Wettbewerb um Netze“ fest; dabei stellen sich alte Fragen in neuer Form bzw. andere Fragen gänzlich neu.

I. Gibt es weiterhin „Wettbewerb um Netze“?

Bislang ist das EnWG durch ein Nebeneinander dreier maßgeblicher Wettbewerbsmodelle gekennzeichnet, nämlich „Wettbewerb in Netzen“ (§§ 6, 6a EnWG), „Wettbewerb zwischen Netzen“ (bzw. Versorgungsleitungen, § 13 I EnWG) und „Wettbewerb um Netze“ (§ 13 II, III EnWG)¹. Nun könnte man meinen, dass die derzeitige weitere institutionelle Stärkung des „Wettbewerbs in Netzen“ qua Übergang vom verhandelten zum regulierten Netzzugang das Erfordernis eines zusätzlichen „Wettbewerbs zwischen Netzen“ entbehrlich machen könnte; jedoch ist (und bleibt) letzterer ohnehin beschränkt auf örtliche Verteilnetze, die regelmäßig gemeindlichen Straßenraum nutzen. Neu ist, dass künftig die kommunale Entscheidungshoheit auf das Recht zur Einräumung von Wegenutzungsrechten reduziert wird (§ 46 II EnWG 2005).

II. Sind vom „Wettbewerb um Netze“ die Lieferkunden erfasst?

Darüber, wer künftig die Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung als sog. Grundversorger mit Strom bzw. Gas beliefert, entscheidet künftig der Markt. Alle drei Jahre, erstmals zum 1.7.2006, ermittelt der jeweilige Netzbetreiber, wer in seinem Netzgebiet die meisten Haushaltskunden i.S.v. § 3 Ziff. 22 EnWG 2005 beliefert, veröffentlicht das Ergebnis im Internet und teilt dies zugleich der nach Landesrecht zuständigen Behörde schriftlich mit (§ 36 II EnWG 2005)².

Im Falle eines echten Wettbewerbs um Versorgungsgebiete mit dem Auftreten mehrerer Wettbewerber um den Neuabschluss eines Konzessionsvertrages kommt es nicht selten zu Netzübernahmen³. Je nach individueller

⁶ Jarass/Obermair, ZfE 1/2005, 47 ff. (<http://www.jarass.com>, Energie).

Fallkonstellation (spezielle Regelungen im Konzessionsvertrag, Zeitpunkt des Auslaufens des Konzessionsvertrages vor 1998 oder nach 1998 etc.) war bislang häufig davon auszugehen, dass jedenfalls die allgemeinen Tarifkunden zum Zeitpunkt der Netzübernahme (sozusagen am Netz hängend) auf den neuen Konzessionär übergingen⁴. Dies soll künftig nicht mehr der Fall sein, vielmehr werden die bisherigen Grundversorgungskunden im Falle einer Netzübernahme bei dem bisherigen Grundversorger verbleiben, an dessen Status als Grundversorger sich durch die Netzübernahme auch jedenfalls zunächst nichts ändern wird.

III. Wie sehen die künftig einzuhaltenden „Spielregeln“ einer Neukonzessionierung aus?

Im Wesentlichen bleibt es bei den bislang in § 13 II, III EnWG normierten gesetzlichen Anforderungen an das Bekanntmachungs- und Entscheidungsverfahren seitens der Städte und Gemeinden:

Wegenutzungsverträge betreffend Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet dürfen weiterhin mit einer Laufzeit von max. 20 Jahre abgeschlossen werden. Ihr Vertragssende ist spätestens zwei Jahre vor Ablauf bekannt zu machen. § 46 III 1 EnWG 2005 stellt nunmehr klar, dass die Bekanntmachung im Bundesanzeiger oder im elektronischen Bundesanzeiger vorzunehmen ist, ausnahmsweise zusätzlich im Amtsblatt der Europäischen Union, nämlich immer dann, wenn im Gemeindegebiet mehr als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar an das Versorgungsnetz angeschlossen sind. Neu ist ferner, dass im Falle einer beabsichtigten vorzeitigen Verlängerung „die bestehenden Verträge zu beenden und die vorzeitige Beendigung sowie das Vertragssende öffentlich bekannt zu geben sind. Vertragsabschlüsse mit Unternehmen dürfen frühestens drei Monate nach der Bekanntgabe der vorzeitigen Beendigung erfolgen“ (§ 46 III 3, 4 EnWG 2005).

Im Falle mehrerer Wettbewerber kommt es zu einer Auswahlentscheidung der Gemeinde, welche diese wiederum, diesmal öffentlich, bekannt zu machen hat. Wie bisher bleibt es beim „Wettbewerb um Netze“ bei der Zuständigkeit der Kartellbehörden (§ 46 V EnWG 2005), anders als beim „Wettbewerb in Netzen“, für den künftig weitgehend die *Bundesnetzagentur* bzw. die Landesregulierungsbehörden (§ 54 EnWG 2005) zuständig sind.

IV. Gibt es Änderungen bei den Konzessionsabgaben?

Bislang sind gemäß § 14 EnWG Konzessionsabgaben „Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Versorgung von Netzverbrauchern in Gemeindegebieten mittels Benutzung öffentlicher Verkehrswege“; künftig sind sie (entsprechend der reduzierten Bedeutung von Konzessionsverträgen) „Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für Verlegungen im Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Netzverbrauchern im Gemein-

degebiet dienen“. Verpflichteter ist insofern wie bisher derjenige, dem das Wegerecht eingeräumt wurde. Als Folge des künftigen Unbundling sind Konzessionsabgaben Kosten des Netzbetriebes. Trotz des seitens der Gemeinden reduzierten Leistungspakets (das Recht zur Versorgung ergibt sich nunmehr direkt aus dem Gesetz) besteht Einvernehmen darüber, dass sich an der bisherigen Höhe des Konzessionsabgabenaufkommens nichts ändern soll.

Das bisher in § 3 Konzessionsabgabenverordnung (KAV) geregelte Nebenleistungsverbot, welches Umgehungen der Konzessionsabgaben-Höchstsätze verhindern soll, gilt fort. Der bislang zulässige Gemeinderabatt in Höhe von 10% auf die allgemeinen Strom- und Gas tarife für den Eigenverbrauch der Gemeinde wird umgewandelt in einen entsprechenden Rabatt auf die Netznutzungsentgelte (NNE) für den in Niederspannung abgerechneten Eigenverbrauch. Einen entsprechenden Rabatt auf die NNE des in Niederdruck abgerechneten Eigenverbrauchs sieht § 3 I 1 Nr. 1 KAV 2005 demgegenüber nicht vor. Ferner verbleibt es bei bekannten Zweifelsfragen wie bspw. – der konkreten konzessionsvertragsrechtlichen Regelung zwischen Gemeinde und Versorger überlassenen – Zuordnung von Gaskunden als Tarif- oder Sondervertragskunden (§ 2 II Ziff. 2 b, III Ziff. 2 KAV).

V. Welche Auswirkungen gibt es beim Inhalt von Konzessionsverträgen?

Die bisherige Konzessionsvertragsstruktur bleibt erhalten. Bei zeitlich nach Inkrafttreten des EnWG 2005 neu abzuschließenden Wegenutzungsverträgen ergibt sich punktuell neuer Formulierungsbedarf, insb. was bisherige Regelungen betreffend die Belieferung mit Strom und Gas angeht. Darüber hinaus sind bei der Neufassung die Rabatt-Möglichkeiten nach § 3 KAV zu beachten, insb. bei Gaskonzessionsverträgen. Was die noch laufenden Wegenutzungsverträge angeht, stellt § 113 EnWG 2005 klar, dass diese einschließlich der vereinbarten Konzessionsabgaben unbeschadet ihrer Änderungen durch die §§ 36, 46 und 48 EnWG 2005 im Übrigen unberührt bleiben; d. h. der Inhalt des derzeit einheitlichen Konzessionsvertrages reduziert sich automatisch

* Der Autor ist Rechtsanwalt und Partner der überörtlichen Sozietät Becker Büttner Held, Berlin, sowie Lehrbeauftragter an der Technischen Universität Berlin.

1 Siehe auch *Theobald*, NJW 2003, 524 ff.

2 Siehe *Boos*, IR 2005, 101 ff.

3 Hierzu *Hummel*, ZNER 2994, 20 ff.; *Hummel/Theobald*, WuW 2003, 1021 ff.

4 Vgl. *Maatz/Michaels*, RdE 2004, 65 ff.; *Theobald*; ZNER 2002, 332 ff.

kraft Gesetzes, die Vertragsparteien müssen also keine expliziten Änderungen des Vertragsdokumentes vornehmen. Hiervon losgelöst sind etwaige bilateral zu treffenden Vereinbarungen beim gesellschaftsrechtlichen Unbundling zu betrachten, wo im Einzelfall die Zustimmung der Gemeinde notwendig sein kann.

Bei der gesetzgeberischen Endschaftsklausel, bislang geregelt in § 13 II 2 EnWG, sieht § 46 II 2 EnWG 2005 keine Neuerungen vor; hiernach „ist der bisher Nutzungsberechtigte verpflichtet, seine für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu überlassen“⁵.

VI. Was sind (Verteil-)Netze derzeit wert?

Nach der Grundsatz-Entscheidung des *BGH* in Sachen „Kaufering“⁶ vom 16.11.1999 ist die konzessionsvertragliche Vereinbarung des Sachzeitwertes wirksam, es sei denn, dass der Sachzeitwert den Ertragswert nicht unerheblich übersteigt, in welchem Fall der niedrigere „Ertragswert“ maßgeblich ist. Als Begründung führt der *BGH* aus, dass die Vereinbarung eines überhöhten Übernahmepreises den Wettbewerb um das Netz behindern, d. h. „prohibitiv“ wirken würde. Ertragswert des Netzes ist dabei der „äußerste Betrag, der aus Sicht des Käufers unter Berücksichtigung der sonstigen Kosten der Stromversorgung einerseits und der zu erwartenden Erlöse andererseits für den Erwerb des Netzes kaufmännisch und betriebswirtschaftlich vertretbar erscheint“⁷. Das Ertragsverfahren ermittelt den Unternehmenswert durch die Skontierung der den unternehmenseigenen künftig zufließenden finanziellen Überschüsse, die aus den künftigen handelsrechtlichen Erfolgen (Ertragswertüberschussrechnung) abgerechnet werden⁸.

Für Fälle, in denen aus welchen Gründen auch immer ein Netzübernahmepreis nicht (wirksam) vereinbart wurde, hat das *OLG Düsseldorf* im Urteil vom 16.6.2004 in Sachen „Lippstadt“⁹ als Netzübernahmepreis den sog. objektiven Wert eingeführt.

Der Kartellsenat ermittelte mit Hilfe eines Sachverständigen den objektiven Wert nach einer Substanzwertmethode. Er soll im Grundsatz den ersparten Aufwendungen entsprechen, die einem beliebigen Netzbetreiber entstanden wären, wenn er anstelle der Übernahme des Stromvermögens am 1.1.1995 gleichartige (identische) Anlagen errichtet hätte. Demnach ist das Mengengerüst auf Basis der Tagesneuwerte anhand örtlicher Preise maßgeblich, und zwar bei Unterstellung einer fiktiven Großbaumaßnahme und zuzüglich des Gemeinkostenzuschlags. Ein wesentliches Detail liegt darin, dass der Kartellsenat die Kosten für von der Bekl. nicht hergestellte und nicht bezahlte Wegeoberflächen außer Ansatz gelassen hat. Da die Bekl. diese Oberflächen nun einmal nicht herstellt und nicht bezahlt hat, sei kein rechtfertigender Grund dafür vorhanden, diese nicht aufgewandten Kosten beim objektiven Wert zu berücksichtigen. Der Kartellsenat hat ferner Anhaltewerte i.H.v. 20% des ursprünglichen Werts angesetzt, zeitlich begrenzt auf die „technische Lebensdauer“ der Anlagen¹⁰.

VII. Ändern sich demgegenüber die Netzwerte künftig?

Die o.g. Wertkategorien Sachzeitwert, Ertragswert und objektiver Wert werden auch künftig Bestand haben. Änderungen bei den Ergebnissen der Netzwertermittlung sind aus zwei Richtungen denkbar:

Zum einen werden künftig im Falle von Netzübernahmen keine Lieferkundenbeziehungen sozusagen mit dem Netz übergehen, was insb. Auswirkungen haben wird auf die Ermittlung des Ertragswertes.

Zum anderen sehen sowohl § 6 VI, VII der künftigen Strom-Netzentgeltverordnung (StromNEV) als auch § 6 VI, VII Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) ein Verbot der Abschreibung unter Null vor, welches auch ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen, d.h. auch bei Netzübernahmen, gelten soll. Dies bedeutet, dass der neue Netzbetreiber nach der Netzübernahme nur Abschreibungen fortführen kann. Ginge es nach dem Wortlaut des § 6, kann der bei einer Netzübernahme gezahlte Kaufpreis bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte wohl nicht berücksichtigt werden.

Sollte es bei der vorgesehenen Regelung bzw. Formulierung in den beiden Verordnungsentwürfen bleiben, könnte dies künftig dazu führen, dass im Einzelfall der Ertragswert eines Strom- bzw. Gasverteilnetzes erheblich nach unten divergiert.

VIII. Netzübernahmen: Rekommunalisierung oder Privatisierung?

Häufiger hört man die Vermutung, dass der „Wettbewerb um Konzessionen“ die Privatisierung von Stadtwerken ablösen könnte. Dem ist nicht so:

Sofern eine Gemeinde bislang die Strom- und Gasversorgung durch einen Dritten durchführen lässt, besteht auch weiterhin die Möglichkeit, das Auslaufen der bis-

5 Zu den Auslegungsfragen siehe *Theobald*, Amn. zu § 13 EnWG, in *Danner/Theobald*, Energierecht, Loseblatt-Kommentar in 2 Bänden, München 2004.

6 *BGH NJW* 2000, 577 ff.

7 *BGH NJW* 2000, 577, 583

8 IDW Standard: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen, IDW S 1, Ziff. 1

9 *OLG Düsseldorf*, IR 2004, 179, becklink 123483, ZNER 2004, 291 ff.

10 Vgl. auch *Hummel*, IR 2004, 180

herigen Konzessionsverträge zu einer Rekommunalisierung zu nutzen. In einem solchem Fall entscheidet sich die Gemeinde dazu, entweder über einen Eigenbetrieb oder ein (gegebenenfalls zu gründendes) Gemeinde- bzw. Stadtwerk jedenfalls den Strom- bzw. Gasnetzbetrieb künftig selbst durchzuführen. Im umgekehrten Fall, dass bislang ein Gemeinde- bzw. Stadtwerk die Strom- bzw. Gasversorgung durchführt, ist es auch künftig eher unwahrscheinlich, dass sich die Gemeinde im Falle eines Auslaufens der Konzessionsverträge dazu entschließt, diese anderweitig zu vergeben. Eine solche Entscheidung würde letztendlich zur Aushöhlung des eigenen Unternehmens führen; wenn sich eine Gemeinde tatsächlich mit dem Gedanken trägt, sich aus der eigenen Energieversorgung zurückzuziehen, liegt es vielmehr näher, eine echte (Teil-)Privatisierung des Stadtwerks bzw. einzelner Sparten vorzunehmen.

Vetoentscheidung der Kommission zum Markt Nr. 9: Hintergrund und Bewertung

Rainer Lüddemann, Bonn*

Die Europäische Kommission hat mit Vetoentscheidung vom 17.5.2005 die von der deutschen RegTP beabsichtigte Marktabgrenzung im Bereich Anrufzustellung ins Festnetz teilweise blockiert, nämlich hinsichtlich alternativer Teilnehmernetze. Dieser Beitrag ordnet die Entscheidung in den größeren Rahmen der Regulierung alternativer TNB ein. Es geht um die Beurteilung der Marktmacht von Anbietern, die in kleinen Märkten über 100% Marktanteil verfügen; eine auch im Energiesektor aktuelle Problematik.

I. Die Verfahrensstruktur

Der geltende Regulierungsrahmen des TKG 2004 sieht ein komplexes Verfahren vor, ehe die *Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP)* konkrete Regulierungsmaßnahmen ergreifen kann. So dürfen die Verpflichtungen nach den §§ 19 ff. TKG im Rahmen einer Regulierungsverfügung nur auferlegt werden auf Grund einer Marktanalyse nach § 11 TKG (§ 13 TKG).

Gemäß § 10 TKG kommen für eine Regulierung nur solche Märkte in Betracht, die durch beträchtliche und anhaltende strukturelle oder rechtlich bedingte Marktzutrittsschranken gekennzeichnet sind, längerfristig nicht zu wirksamem Wettbewerb tendieren und auf denen die Anwendung des allgemeinen Wettbewerbsrechts nicht ausreicht, um dem betreffenden Marktversagen entgegenzuwirken. Bei der Definition dieser Märkte hat die *RegTP* weitestgehend die Empfehlung der *Kommission* in Bezug auf relevante Produkte- und Dienst-Märkte vom 7.3.2002 zu berücksichtigen. In dieser Empfehlung hat die *Kommission* 18 sachlich relevante Märkte definiert. Nach Durchführung der nationalen Marktanalyse

zu diesen 18 Märkten stellt die *RegTP* ihre Ergebnisse der *Kommission* und gleichzeitig den nationalen Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten zur Verfügung. Die *Kommission* hat binnen eines Monats die Möglichkeit, ernsthafte Zweifel an der Vereinbarkeit mit dem Gemeinschaftsrecht zu äußern und innerhalb zweier weiterer Monate die Möglichkeit, die *RegTP* aufzufordern den Entwurf zurückzuziehen. Akzeptiert die *Kommission* das Ergebnis, so kann die Regulierungsbehörde in einem zweiten Schritt die so genannte Regulierungsverfügung erlassen, in der die konkreten Maßnahmen gegen das oder die in der Marktanalyse benannte(n) Unternehmen mit beträchtlicher Marktmacht festgelegt werden. Auf diese Auswahl gestützte Maßnahmen (Remedies) sind von der *Kommission* ihrerseits nicht mehr durch ein Veto angreifbar, sondern unterliegen ausschließlich den nationalen Behörden. Dessen ungeachtet sind einzelne Regulierungsbehörden dazu übergegangen, die Marktanalyse gemeinsam mit den geplanten Remedies bei der *Kommission* zu notifizieren. Hierdurch erhöht sich der Spielraum, mögliche Kritikpunkte an der Marktanalyse durch frühzeitige Erörterung der geplanten Maßnahmen zu kompensieren. Die deutsche *RegTP* trennt beide Verfahrensschritte strikt. Dieses Vorgehen dürfte de facto zu einer weniger ergebnisorientierten und besonders dogmatischen Prüfung seitens der *Kommission* führen.

II. Das Veto betreffend Markt Nr. 9

Am 15.2.2005 notifizierte die *RegTP* den Markt für die Anrufzustellung in einzelne öffentliche Telefonnetze an festen Standorten (Markt Nr. 9 der Kommissionsempfehlung) in Deutschland bei der *Kommission*. Am 11.3.2005 informierte die *Kommission* die *RegTP* gemäß Artikel 7 IV der Rahmenrichtlinie darüber, dass sie ernsthafte Zweifel an der Vereinbarkeit des vorgelegten Entwurfs mit dem Gemeinschaftsrecht habe („Ernsthafte-Zweifel-Mitteilung“). Mit Entscheidung vom 17.5.2005 forderte die *Kommission* die *RegTP* auf, den Maßnahmenentwurf soweit zurück zu nehmen, wie er nicht die Anrufzustellung im Netz der Deutschen Telekom AG (DTAG), sondern in denjenigen Netzen der alternativen Netzbetreiber behandelt. Hierzu hatte die *RegTP* festgestellt, dass die alternativen Netzbetreiber nicht marktmächtig seien.

III. Die Begründung der Marktanalyse durch die RegTP

Die *RegTP* definiert und analysiert in ihrem Maßnahmenentwurf die Märkte für die Anrufzustellung in ein-

* Der Autor ist Rechtsanwalt und Geschäftsführer des Bundesverbandes der regionalen und lokalen Telekommunikationsgesellschaften e.V. (breko), Bonn.