

Materialien

zur öffentlichen Anhörung in Berlin am 29. November 2004

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)**b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer,
weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU**Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen
(BT-Drucksache 15/3998)**c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer
Abgeordneter und der Fraktion der FDP**Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ord-
nungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)****Zusammenstellung der schriftlichen Stellungnahmen**

A. Mitteilung	2
B. Liste der eingeladenen Sachverständigen	3
C. Schriftliche Stellungnahmen der eingeladenen Verbände und Einzelsachverständigen	5
D. Schriftliche Stellungnahmen nicht eingeladener Verbände und Einzelsachverständiger	239
Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)	6
Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW)	32
Bundesverband der deutschen Gas- und Wassernwirtschaft e.V. (BGW)	56
Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE)	63
Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK)	70
Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI)	87
Verband deutscher Gas- und Stromhändler (EFET Deutschland)	97
Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE)	109
Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB)	118
Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK)	124
Bundeskartellamt	127
Verbraucherzentrale Bundesverband	149
Regulierungsbehörde Telekommunikation und Post	160
Greenpeace	174
Prof. Dr. Ulrich Büdenbender, Technische Universität Dresden	180
Prof. Dr. Uwe Leprich, Hochschule für Technik und Wissen, Saarbrücken	198
Hartmut Gaßner, Kanzlei Gaßner, Groth, Siederer & Coll	204
Christian von Hammerstein, Hogan & Hartson Raue L.L.P.	211
Prof. Dr. Ulrich Ehrlicke, Universität zu Köln	229
Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Walther Busse von Colbe, Ruhr-Universität Bochum	235

Bundesverband der Deutschen Industrie	239
Industrie- und Handelskammer zu Köln	252
Einkaufsgemeinschaft Energieversorgungsunternehmen EGEVU	253
Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland e.V (VRE)	255
European Energy Exchange AG (EEX)	262
VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.	266
WINGAS GmbH	268
VDMA Fachverband Power Systems	270
Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV)	272

Deutscher Bundestag
15. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit
(9. Ausschuss)

23. November 2004
Sekretariat des Ausschusses: ☎ 32487
Sitzungssaal: ☎ 30269
Fax: 36295

Mitteilung

Tagesordnung

**77. Sitzung des
Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit
am Montag, dem 29. November 2004, 10.30 – 17.30 Uhr
11011 Berlin, Plenarbereich Reichstagsgebäude (PRTG),
Sitzungssaal 3 S 001**

Vorsitz: Abg. Dr. Rainer Wend

Einzigster Punkt der Tagesordnung

Öffentliche Anhörung von Sachverständigen

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung
des Energiewirtschaftsrechts**

(BT-Drucksache 15/3917)

Hierzu Ausschussdrucksachen/BT-Drucksachen: 15/3998, 15/4037

***Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit** (federführend)*

Innenausschuss

Haushaltsausschuss

Ausschuss für Verbraucherschutz, Ernährung und

Landwirtschaft

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-
Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer
Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

**Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für
die Strom- und Gasmärkte schaffen**

(BT-Drucksache 15/3998)

Hierzu Ausschussdrucksachen/BT-Drucksachen: 15/3917, 15/4037

***Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit** (federführend)*

Rechtsausschuss

Finanzausschuss

Haushaltsausschuss

Ausschuss für Verbraucherschutz, Ernährung und

Landwirtschaft

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Ausschuss für die Angelegenheiten der Europäischen Union

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer
Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter
und der Fraktion der FDP

**Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der
Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische
Vorgaben**

(BT-Drucksache 15/4037)

Hierzu Ausschussdrucksachen/BT-Drucksachen: 15/3917, 15/3998

***Ausschuss für Wirtschaft und Arbeit** (federführend)*

Innenausschuss

Ausschuss für Verbraucherschutz, Ernährung und

Landwirtschaft

Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Ausschuss für die Angelegenheiten der Europäischen Union

Dr. Rainer Wend

Vorsitzender

Themenkatalog

Block 1: Allgemeine Themen

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder
2. Name der Behörde
3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit
4. Ex-ante/Ex-post-Aufsicht
5. Vergleichsmarkungsverfahren
6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung
7. Garantie von Versorgungsqualität: Investitionen (Sicherstellung, dass notwendige Investitionen getätigt werden / ggfs. befristete Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung)
8. Haftungsregeln
9. Transparenz
10. Energieeffizienz
11. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens
12. Unbundling
13. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde
14. Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

Block 2: Themenschwerpunkt Strom

1. Kalkulation der Netznutzungsentgelte
2. Stromhandel
3. Grundversorger/Ersatzversorger
4. Regelenergie
5. Dezentrale Einspeisung/Vermiedene Netznutzungsentgelte
6. Contracting
7. Arealnetze
8. Stromkennzeichnung
9. Anschlusspflicht bei KWK-Anlagen
10. Schiedsstelle für Streitigkeiten betr. EEG-Umlage und Anschluss von EEG-Anlagen

Block 3: Themenschwerpunkt Gas

1. Zugang zu den Gasnetzen (Entry-Exit-Modell)
2. Gasspeicher
3. Gashandel
4. Teilnetzproblematik
5. Kalkulation der Netzzugangsentgelte
6. „Rucksackproblem“
7. Differenzmengen
8. Anpassung an europäische Normen
9. Biogaseinspeisung

Anzuhörende Verbände und Einzelsachverständige

- Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW)
- Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)
- Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (BGW)
- Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE)
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK)
- Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK)
- Bundeskartellamt
- Regulierungsbehörde Telekommunikation und Post Reg TP
- Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB)
- Verbraucherzentrale Bundesverband
- Verband deutscher Gas- und Stromhändler (EFET Deutschland)
- Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE)
- Greenpeace e. V.

- Prof. Dr. Ulrich Büdenbender, TU Dresden
- Prof. Dr. Uwe Leprich, Hochschule für Technik und Wissen, Saarbrücken
- Herr RA Hartmut Gaßner, Kanzlei Gaßner, Groth, Siederer & Coll.
- Herr RA Christian von Hammerstein, Hogan & Hartson Raue L.L.P. Bundesrechtsanwaltskammer
- Prof. Dr. Ulrich Ehrlicke, Direktor des Instituts für Energierecht, an der Universität zu Köln
- Prof. Dr. h. c. Martin Hellwig, Monopolkommission
- Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Walther Busse von Colbe, Ruhr-Universität-Bochum
- Herr Dr. Christoph Riechmann, Frontier Economics

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1515

24. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

Grundsätzliche Bewertung

Mit dem Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts sollen die Rechtsgrundlagen der Energieversorgung einer fundamentalen Neuordnung unterzogen werden. Bislang galt das Prinzip, Versorgungssicherheit auf der Grundlage unternehmerischer Entscheidungen zu gewährleisten. Dieses bewährte Prinzip soll nunmehr aufgegeben werden und an dessen Stelle eine Regulierung wesentlicher Kernbereiche der Energieversorgung treten.

Im Interesse der Rechtssicherheit und einer nachhaltig sicheren Versorgung von Wirtschaft und Verbrauchern müssen die wesentlichen Grundlagen der künftigen Energieversorgung einschließlich der Befugnisse staatlicher Regulierungsinstanzen durch die neu zu schaffenden Rahmenbedingungen im Energiewirtschaftsgesetz – aber auch in den daraus abgeleiteten Rechtsverordnungen – weitestgehend abschließend vorgegeben werden. Der Gesetzentwurf eröffnet allerdings regulatorischen Eingriffen in die unternehmerisch zu verantwortende Versorgungstätigkeit ein weites Feld.

Dies zeigt sich besonders deutlich an den gesetzlichen Vorgaben für die künftige Ermittlung der Netznutzungsentgelte. Vordergründig geht der Gesetzentwurf von einer Beibehaltung des betriebswirtschaftlich anerkannten Grundsatzes der Nettosubstanzerhaltung aus. Tatsächlich wird dieser Grundsatz durch weitere, teils widersprüchli-

che Prüfungsmaßstäbe aufgehoben und einer kostennabhängigen Entgeltfindung Tür und Tor geöffnet.

Im weiteren Gesetzgebungsverfahren müssen die aus dem Gesetzentwurf resultierenden Rechtsunsicherheiten ausgeräumt werden, da die Schaffung eines verlässlichen Ordnungsrahmens Grundvoraussetzung sowohl für eine wirksame wettbewerbliche Öffnung der Netze als auch für die dauerhafte Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf bisherigem Niveau ist.

Der VKU schlägt in diesem Sinne folgende Änderungen im Gesetzentwurf vor:

Art. 1 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung**§ 1 – Zweck des Gesetzes**

Absatz 2 ist wie folgt zu ändern: Die Worte „eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs“ werden ersetzt durch die Worte „eines funktionierenden Wettbewerbs“.

Die Erwägungsgründe Nr. 6 Elektrizitätsrichtlinie und Nr. 7 Gasrichtlinie benennen als ein Ziel der Regulierung die Gewährleistung eines funktionierenden Wettbewerbs.

§ 3 – Begriffsbestimmungen

- Nr. 1 ist wie folgt zu fassen: „Ausgleichsleistungen - Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Aus-**

gleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung (Regelenergie bei Elektrizität bzw. Ausgleichsenergie bei Gas) benötigt wird,“

Die Definition wird mit Blick auf die §§ 22 und 23 konzentriert auf den tatsächlichen physikalischen Ausgleich des Netzes, wie er in Art. 9 c), 11 Abs. 6 und 7, 14 Abs. 5 und 6 der Elektrizitätsrichtlinie und Art. 8 Abs. 2, 12 Abs. 5 der Gasrichtlinie festgelegt ist. Durch die vorgeschlagene Neufassung wird eine sachgerechte Abgrenzung zu den kaufmännisch-bilanziellen Ausgleichsleistungen vorgenommen.

- 2. In Nr. 15 (Energieanlagen) sind die Worte „dies schließt in der Gasversorgung die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein“ ersatzlos zu streichen.**

Laut Begründung enthält diese Ergänzung zu der aus § 2 Abs. 2 des geltenden EnWG wortgleich übernommenen Definition der Energieanlagen eine Klarstellung des Begriffs der Energieanlagen für den Bereich der Gasversorgung. Es besteht jedoch kein zwingendes Bedürfnis, die staatliche Überwachung nach § 49 von bisher unternehmensbezogenen Energieanlagen nunmehr auch und vor allem auf private Gasversorgungseinrichtungen zu erstrecken.

Dies stellt insbesondere für Gasheizungsanlagen im Vergleich zu Heizungsanlagen, die unter Einsatz anderer Energieträger betrieben werden, einen sachlich nicht gerechtfertigten und im Ergebnis diskriminierend wirkenden Wettbewerbsnachteil im Wärmemarkt dar.

- 3. In Nr. 22 (Haushaltskunden) ist das Wort „überwiegend“ ersatzlos zu streichen.**

Nach § 3 Nr. 25 sind Letztverbraucher Kunden, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen. Dementsprechend können Haushaltskunden im Sinne von § 3 Nr. 22 nur Letztverbraucher sein, die Energie ausschließlich für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen. Der Energiekauf durch Haushaltskunden für andere – z. B. gewerbliche – Zwecke ist mithin ausgeschlossen. Dies ist daher bereits in den Begriffsbestimmungen eindeutig klarzustellen.

- 4. Neu aufzunehmen ist die Definition der Systemdienstleistungen: „Systemdienstleistungen - im Strombereich sind dies Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Bereitstellung von Energie zur Deckung von Netzverlusten und von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung in das Netz, Betriebsführung (einschließlich Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern) und Bereitstellung von für die regelmäßige Abrechnung des Netzzugangs erforderlichen Zählwerten.“**

Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist unverzichtbar für den Betrieb von sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Der VKU schlägt daher eine Ergänzung in § 11 vor (s. u.). Die Aufnahme des Begriffs der Systemdienstleistungen in den Katalog des § 3 dient der Entlastung des Gesetzestextes zu Gunsten einer besseren Lesbarkeit und damit der Rechtsklarheit.

- 5. Neu aufzunehmen ist die Definition der Grundversorgung: „Grundversorgung – die Belieferung**

von Haushaltskunden mit Energie in Niederspannung und Niederdruck über Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung zu veröffentlichen allgemeinen Bedingungen und Preisen.“

Durch § 36 wird zum einen laut Begründung die von Art. 3 Abs. 3 Satz 1 der Elektrizitätsrichtlinie obligatorisch geforderte Zurverfügungstellung einer Grundversorgung für Haushaltskunden umgesetzt sowie zugleich unter Anwendung von Art. 3 Abs. 1 S. 1 bis 3 (richtiger Weise – wenn überhaupt – wohl eher Art. 3 Abs. 3 Sätze 1 und 2) der Gasrichtlinie die Grundversorgung auch für die Gasversorgung eingeführt. Zum anderen soll offensichtlich durch die Festlegung dieses pflichtigen Grundversorgers für die Niederspannungs- und Niederdruckversorgung auch die Benennung eines Versorgers letzter Instanz nach Art. 3 Abs. 3 Satz 2 der Elektrizitätsrichtlinie bzw. Art. 3 Abs. 3 Satz 3 der Gasrichtlinie vollzogen werden.

Die Grundversorgung ist jedoch nach dem Wortlaut des § 36 nicht näher bestimmt. Nähere Anhaltspunkte zur Grundversorgung lassen sich allenfalls aus Art. 3 Abs. 3 Satz 1 der Elektrizitätsrichtlinie ableiten, wonach die Grundversorgung das Recht auf Versorgung mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu angemessenen, leicht und eindeutig vergleichbaren und transparenten Preisen umfasst. Die in Bezug genommenen Regelungen der Gasrichtlinie enthalten hingegen keine näher erkennbaren Kriterien, die Rückschlüsse auf die Grundversorgung im Gasbereich zulassen.

Insoweit hat der Gesetzgeber bislang nur in der Begründung zu § 36 die Grundversorgung als Belieferung von Haushaltskunden mit Energie über Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung definiert. Diese Definition ist im Hinblick auf die Qualität der Energielieferung, nämlich in Niederspannung und -druck, sowie die hierfür geltenden Vertragsbedingungen und Preise zu ergänzen und zur gesetzlich notwendigen Konkretisierung der Grundversorgungspflicht nach § 36 Abs. 1 in die Begriffsbestimmungen des § 3 aufzunehmen.

§ 4 – Genehmigung der Energieversorgung

- 1. Die Überschrift zu § 4 ist in „Genehmigung des Netzbetriebs“ abzuändern.**
- 2. Als Folgeänderung ergibt sich für Absatz 2 folgender Wortlaut: „Die Genehmigung nach Absatz 1 darf nur versagt werden, wenn der Antragsteller nicht die personelle, technische oder wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit besitzt, um den vorgesehenen Netzbetrieb entsprechend den Vorschriften dieses Gesetzes auf Dauer zu gewährleisten.“**

§ 4 beschränkt die Genehmigungspflicht auf die Aufnahme des Netzbetriebs (siehe Begründung zu § 4). Für die Belieferung mit Energie sieht § 5 lediglich ein Anzeigeverfahren vor.

- 3. § 4 Abs. 2 ist um einen neuen Satz 2 zu ergänzen: „Die Genehmigung kann mit Nebenbestimmungen versehen werden.“**

Für die Aufnahme des Netzbetriebs ist nach Absatz 1 die Genehmigung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde erforderlich. Auf die Erteilung der Genehmigung besteht nach Absatz 2 ein Anspruch.

Es fehlt die bereichsspezifische Regelung, dass die Behörde die Genehmigung mit Nebenbestimmungen versehen darf (vgl. § 36 Abs. 1 VwVfG des Bundes). Nebenbestimmungen können insbesondere bei der Planung und dem Bau von Arealnetzen Bedeutung erlangen. Die Genehmigungsbehörde muss für den Fall der Geschäftsaufgabe durch den Arealnetzbetreiber sicherstellen können, dass der Betreiber des umliegenden Netzes für die allgemeine Versorgung das Arealnetz übernehmen kann (vgl. hierzu die Ausführungen des OLG Düsseldorf, Beschluss vom 23. Juni 2004, Az. Kart 35/03 (V)). Lässt sich das Arealnetz aufgrund technischer oder wirtschaftlicher Gegebenheiten nicht ohne Weiteres integrieren, kann der aufnehmende Netzbetreiber den Einwand der Unzumutbarkeit geltend machen mit der Folge, dass die gefangenen Letztverbraucher im Areal ohne Stromversorgung wären. Dies muss von vornherein durch entsprechende Nebenbestimmungen verhindert werden können.

§ 6 – Anwendungsbereich und Ziel der Entflechtung

- In Absatz 1 Satz 1 sind die Worte „und rechtlich selbständige Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen, die im Sinne von § 3 Nr. 38 mit einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind“ ersatzlos zu streichen.**

Der in Absatz 1 Satz 1 definierte Anwendungsbereich der Entflechtungsvorschriften ist hinsichtlich des Adressatenkreises zwingend auf vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen zu beschränken. Es ist nicht verständlich, weshalb neben den vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen auch rechtlich selbständige Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet werden, da diese bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 3 Nr. 38 per definitionem zu einer Gruppe von Unternehmen und damit zu einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen gehören. Der zweite Halbsatz des § 6 Abs. 1 S. 1 ist daher angesichts der Legaldefinition des § 3 Nr. 38 überflüssig.

- In Absatz 1 ist folgender Satz 3 (neu) einzufügen: „Die Zusammenführung der jeweiligen Netzbetriebe aus den Sektoren Strom und Gas ist dabei ebenso zulässig wie die Verbindung mit Tätigkeiten außerhalb der Strom- und Gassektoren.“ Satz 3 (alt) wird Satz 4.**

Hinsichtlich der Frage, ob es dem Netzbetreiber im neuen Ordnungsrahmen möglich ist, neben dem Netzbetrieb in den Sektoren Strom und Gas auch außerhalb der Energieversorgung angesiedelte Aktivitäten – wie etwa der Wasser- oder Fernwärmeversorgung – in einer gemeinsamen Infrastrukturgesellschaft zu bündeln, geht der VKU aufgrund der Ausführungen in der Gesetzesbegründung von der Zulässigkeit einer solchen spartenübergreifenden Gesellschaft aus. Im Interesse der Rechtssicherheit fordert der VKU deshalb eine explizite Klarstellung durch eine entsprechende Ergänzung des Gesetzestextes.

- „Die im Rahmen der rechtlichen oder operationellen Entflechtung nach den §§ 7 und 8 übertragenen Wirtschaftsgüter gelten als Teilbetrieb im Sinne der §§ 15, 16, 20 und 24 Umwandlungssteuergesetz. Für die Anwendung des § 15 Abs. 1 Satz**

2 Umwandlungssteuergesetz gilt auch das der übertragenden Körperschaft im Rahmen der Entflechtung verbleibende Vermögen als Teilbetrieb. § 15 Abs. 3 Umwandlungssteuergesetz, § 8b Abs. 4 Körperschaftsteuergesetz, §§ 6 Abs. 3 Satz 2, 6 Abs. 5 Sätze 4 – 6, 16 Abs. 3 Satz 3 und 4 Einkommensteuergesetz finden auf die Maßnahmen nach Satz 1 keine Anwendung. Die Regelungen nach Absatz 2 sind vom 1. Januar 2005 bis zum 31. Dezember 2009 anzuwenden. Sie gelten auch nach dem 31. Dezember 2009, wenn die Regulierungsbehörde die Änderung der Zuordnung eines Wirtschaftsgutes zur Entflechtung anordnet.

Der im Regierungsentwurf verwandte Begriff „zur Sicherstellung“ wird durch die Formulierung „im Rahmen“ ersetzt. Dies ermöglicht die Beibehaltung des kommunalen Querverbundes bei der Übertragung des Eigentums an Strom- und Gasnetzen auf eine Netzbetriebsgesellschaft. In der Begründung sollte herausgestellt werden, dass aufgrund des weit reichenden Eingriffs des Gesetzgebers in langjährig gewachsene, betrieblich optimierte Unternehmensstrukturen eine steuerneutrale Übertragung von Wirtschaftsgütern bzw. Teilbetrieben auch Sparten erfassen sollte, die bisher in der Praxis mit Strom- und Gasnetzen auf der Endverteilerebene zusammengefasst sind (z. B. Wasser- und Fernwärmenetze). Dies ermöglicht die Beibehaltung von Synergien aufgrund der Zusammenfassung der Sparten auch im Netzbetrieb. Ist diese Möglichkeit nicht gegeben, dann besteht die Gefahr der Zerschlagung von Synergien für Stadtwerke, die als mittlere und kleine Unternehmen auf die Ausschöpfung der Synergien auf örtlicher bzw. regionaler Ebene angewiesen sind. Weiterhin stellt die vorgeschlagene Änderung klar, dass die Entflechtung in der betrieblichen Praxis nicht durch einen einzigen Organisationsakt, sondern ggf. in mehreren Etappen erfolgt. Dies gilt insbesondere dann, wenn sich das Verfahren aufgrund von längeren Verhandlungen mit der Regulierungsbehörde über einen längeren Zeitraum erstreckt.

In Absatz 2 Satz 3 sollten zur Klarstellung die Worte „des Organisationsaktes“, „zu einem“ und „gehörend“ gestrichen werden. Wie bereits ausgeführt, erfolgt die Entflechtung in der Praxis häufig nicht in einem Organisationsakt. Aus Vereinfachungsgründen sollten die Worte „zu einem“ und „gehörend“ gestrichen werden.

Der letzte Satz des Absatzes 2 des Regierungsentwurfs sollte gestrichen werden. Dieser Satz ist überflüssig, da bereits nach § 111 Abgabenordnung sichergestellt ist, dass die Regulierungsbehörde der Finanzbehörde die erforderliche Amtshilfe zu leisten hat. Auch aus Gründen der Verwaltungsvereinfachung sollte eine Regelung entfallen, die in der Praxis dazu führt, dass die Finanzverwaltung in jedem Einzelfall die Amtshilfe der Regulierungsbehörde in Anspruch nimmt. Es sollte im Ermessen der Finanzverwaltung liegen, ob und ggf. in welchem Umfang sie die Amtshilfe in Anspruch nimmt. Dies vermeidet auch überlange Bearbeitungszeiten, die sich bei Einschaltung von zwei Behörden durchweg ergeben dürften, und führt damit zu einer zügigeren Entflechtung.

Die vom VKU durch Einfügung eines neuen Satzes 3 in Absatz 2 vorgeschlagenen Änderungen haben zur Folge, dass Veräußerungs- bzw. Übertragungssperren für die Steuerneutralität im Hinblick auf Übertragungen im Rahmen der Neustrukturierung der Unternehmen, die durch die gesetzlich erzwungene Entflechtung verursacht werden, entfallen. Ansonsten entstünden durch die gesetzlich angeordnete Entflechtung in den folgenden Jahren für die Unternehmen steuerliche Hindernisse durch Wegfall der Steuerneutralität (z.B. § 15 Abs. 3 UmwStG fünf Jahre; § 6 EStG bis zu sieben Jahre etc.). Wirtschaftlich sinnvolle bzw. notwendige gesellschaftsrechtliche Maßnahmen könnten ohne diese Änderungen ggf. blockiert werden. Für die Steuerbehörden sollte die Ergänzung unproblematisch sein, da gegenüber dem Stand ohne Entflechtung keine Vorteile für den Steuerpflichtigen entstehen und die übertragenen Wirtschaftsgüter wie bisher steuerverhaftet bleiben.

Die Steuerneutralität sollte generell ab Inkrafttreten des Gesetzes rückwirkend ab dem 1. Januar 2005 bis zum 31. Dezember 2009 für alle Wirtschaftsgüter gelten, die im Rahmen von Organisationsakten zur Entflechtung übertragen werden. Erforderlich ist eine rückwirkende Geltung zum 1. Januar 2005, da in Einzelfällen die gesellschaftsrechtliche Entflechtung rückwirkend bereits zu diesem Zeitpunkt vollzogen werden soll. Die Steuerneutralität ist auch für die Übertragung von Wirtschaftsgütern erforderlich, die ggf. erst in der Zeit nach dem 1. Juli 2007 bis zum 31. Dezember 2009 (Ende eines 5-Jahres-Zeitraums) übertragen werden, wenn dies aus Sicht des Steuerpflichtigen zu einer Verbesserung der Organisationsstruktur zur Erfüllung der gesetzlichen Voraussetzungen führt. Die Regelungen zur Steuerneutralität sollten darüber hinaus auch nach dem 31. Dezember 2009 zur Anwendung kommen, wenn die Regulierungsbehörde die Änderung der Zuordnung eines Wirtschaftsgutes zur Entflechtung angeordnet hat.

4. **„Erwerbsvorgänge im Sinne des § 1 Grunderwerbsteuergesetz, die sich im Rahmen der rechtlichen und operationellen Entflechtung nach den §§ 7 und 8 ergeben, sind von der Grunderwerbsteuer befreit. Absatz 2 Sätze 4 und 5 gelten entsprechend.“**

Da mit der Übertragung des Eigentums an den Netzen auf die Netzgesellschaft in erheblichem Umfang auch Grundstücke übertragen werden, ist hierfür grunderwerbsteuerlich eine Steuerfreiheit geboten. Der Regierungsentwurf stellt dies sicher. Aufgrund der bereits zu Absatz 2 ausgeführten Begründung müssen jedoch zur Erhaltung von Synergien im Netzbetrieb ggf. auch Grundstücke der Wasserversorgung und Fernwärmeversorgung auf eine Netzbetriebsgesellschaft grunderwerbsteuerfrei übertragen werden können. Wie bereits zu Absatz 2 gefordert, ist eine ausdrückliche Regelung für die Amtshilfe durch die Regulierungsbehörde überflüssig und eher hinderlich für eine rasche Entflechtung. Hinsichtlich des Anwendungszeitraums gelten die zu Absatz 2 vorgelegten VKU-Änderungsvorschläge entsprechend.

5. **Als Absatz 4 (neu) ist einzufügen: „Die Regelungen in den Absätzen 2 und 3 gelten ebenso für die-**

jenigen Unternehmen, die eine rechtliche Entflechtung auf freiwilliger Grundlage vornehmen.“

Die vertikal integrierten EVU, die vom gesellschaftsrechtlichen Unbundling nicht betroffen sind, weil sie weniger als 100.000 Kunden haben und auch nicht aufgrund der Beteiligung eines großen EVU erfasst werden, sollen zur Verbesserung ihrer Wettbewerbsfähigkeit die Möglichkeit der steuereutralen Übertragung von Wirtschaftsgütern auf eine Netzbetriebsgesellschaft erhalten. Ein Teil der VKU-Mitgliedsunternehmen möchte ihre gesellschaftsrechtliche Struktur derjenigen für große vertikal integrierte Unternehmen anpassen. Dies ermöglicht auch gesellschaftsrechtlich eine Nachbildung entsprechend der gesetzlich vorgegebenen Wertschöpfungsstruktur mit der Trennung von Netzbetrieb und Versorgung.

6. **Als Absatz 5 (neu) ist einzufügen: „Bei der Ausübung ihrer Aufsichtsbefugnisse gemäß § 65 zur Durchsetzung der Entflechtungsbestimmungen ist die Regulierungsbehörde an die Grenzen des den betroffenen Unternehmen technisch, zeitlich und wirtschaftlich Zumutbaren gebunden.“**

Im Hinblick auf die erheblichen organisatorischen, EDV-technischen und betriebswirtschaftlichen Auswirkungen der Entflechtungsvorgaben für die Unternehmen sowie in Anbetracht der Sanktionsbefugnisse der Regulierungsbehörde ist es notwendig, den in der Begründung aufgeführten Grundsatz aus Gründen der Rechtssicherheit in den Gesetzestext zu überführen.

§ 7 – Rechtliche Entflechtung

Absatz 2 Satz 1 ist wie folgt zu formulieren: „Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, die über ihr Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100.000 angeschlossene Kunden beliefern, sind von der Verpflichtung nach Absatz 1 ausgenommen.“

Während die Elektrizitäts- und Gasrichtlinie die Freistellungsmöglichkeit in Bezug auf Maßnahmen der rechtlichen und operationellen Entflechtung für vertikal integrierte Unternehmen, „die weniger als 100.000 angeschlossene Kunden beliefern“, vorsehen, knüpft der Entwurf deutlich darüber hinausgehend an die „unmittelbar oder mittelbar“ angeschlossenen Kunden an, ohne auf die Lieferverhältnisse abzustellen.

Die Befreiungstatbestände der Art. 15 Abs. 2 Elektrizitätsrichtlinie bzw. Art. 13 Abs. 2 Gasrichtlinie gelten für vertikal integrierte Unternehmen und beziehen sich auf die Kunden, die von diesem Unternehmen beliefert werden und zugleich an deren Netz angeschlossen sind. Außerdem zählen diejenigen Kunden nicht mit, die von dritten Unternehmen im Wege der Netznutzung beliefert werden. Folglich ist weder der Verzicht auf das Belieferungskriterium noch das vom nationalen Gesetzgeber hinzugefügte Merkmal des „mittelbar angeschlossenen Kunden“ richtlinienkonform.

§ 8 – Operationelle Entflechtung

1. **In der Begründung zu § 8 Absatz 2 Nr. 1 ist der zweite Satz des vierten Absatzes wie folgt zu formulieren: „Dies bedeutet, dass je nach individueller Ausgestaltung der funktionalen Kompetenzen im Netzbereich entweder der Geschäftsführer oder der Bereichsleiter erfasst sind.“**

Der VKU wendet sich entschieden gegen die in der Begründung zu § 8 Abs. 2 Nr. 1 vorgenommene Ausweitung des mit Leitungsaufgaben betrauten Personenkreises. Es sind keine sachlichen Gründe dafür ersichtlich, warum neben dem Geschäftsführer oder dem Bereichsleiter noch weitere leitende Angestellte erfasst sein sollen. Die in der Begründung des Gesetzentwurfes feststellbare Ausdehnung des Leitungsbegriffs ist mithin nicht hinnehmbar.

2. In Absatz 2 sind die Nr. 2 und 3 ersatzlos zu streichen.

Die in Absatz 2 Nr. 2 und 3 getroffenen Regelungen der personellen Trennung stellen eine wesentliche Verschärfung der EU-Vorgaben dar. Während die Elektrizitäts- und Gasrichtlinie lediglich Anforderungen im Hinblick auf Personen mit Leitungsfunktionen vorsehen, benennt der Gesetzentwurf weitere mit Netzaufgaben befassete Personengruppen und stellt für diese bzw. deren Tätigkeit restriktive strukturelle Vorgaben auf.

Die über das Leitungspersonal hinausreichenden Regelungen der personellen Entflechtung konterkarieren die Möglichkeit zu Gründung und Betrieb einer „schlanken Netzbetriebsgesellschaft“. Eine durch personelle Strukturvorgaben erfolgende Einschränkung der durch die Art. 12 und 14 GG geschützten aufbauorganisatorischen Freiheit ist nicht akzeptabel.

Ganz abgesehen davon würden die Ausweitung der personellen Trennung und die diesbezüglichen Vorgaben zu erheblichen Rechtsunsicherheiten führen. Deutlich wird dies beispielsweise an dem in der Gesetzesbegründung unternommenen Versuch, den Begriff der „wesentlichen Tätigkeiten“ im Sinne von § 8 Abs. 2 Nr. 2 zu präzisieren. Die hierzu zusätzlich aufgenommene Aufgabe der „Bauplanung der Kapazitäten“ würde angesichts der Vielschichtigkeit der Bauplanung nicht den Aufgabenbereich der „wesentlichen Tätigkeiten“ konkretisieren. Auch die Regelung in § 8 Abs. 2 Nr. 3 brächte nicht die erforderliche Rechtssicherheit, weil die arbeitsrechtlichen Voraussetzungen und Auswirkungen des vorrangigen fachlichen Weisungsrechts des Leitungspersonals des Geschäftsbereichs Netzbetrieb vom Gesetzgeber offensichtlich bisher nicht geprüft worden sind. Die Begründung lässt dies zumindest in keiner Weise erkennen.

Schließlich ist festzustellen, dass die mit der Ausweitung der personellen Trennung für die betroffenen Unternehmen entstehenden Belastungen und Unsicherheiten in keinem gerechtfertigten Verhältnis zu dem hinsichtlich der Unabhängigkeit des Netzbereichs hierdurch erwachsenden Mehrwert stehen. Wie die Elektrizitäts- und die Gasrichtlinie zeigen, reicht hierfür eine personelle Trennung auf Leitungsebene aus.

3. Absatz 6 Satz 1 ist wie folgt zu formulieren: „Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, die über ihr Elektrizitätsverteilernetz weniger als 100.000 angeschlossene Kunden beliefern, sind von den Verpflichtungen nach den Absätzen 1 bis 5 ausgenommen“.

Zur Begründung siehe § 7 Anmerkung b).

§ 9 – Verwendung von Informationen

Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen: Elektronische Datenverarbeitungssysteme sind im Rahmen des technisch, zeitlich und wirtschaftlich Zumutbaren so auszugestalten, dass ein Zugriff auf Daten im Sinne des Satzes 1 für Nichtberechtigte ausgeschlossen wird.

Die Aussage zur Zumutbarkeit, die in der Begründung zu § 9 (S. 98 des Regierungsentwurfes) getroffen wird, ist richtig. Es ist jedoch aus Gründen der Rechtssicherheit erforderlich, diese in den Gesetzestext selbst aufzunehmen.

§10 – Rechnungslegung und interne Buchführung

1. Absatz 3 Satz 2 ist wie folgt zu fassen: „Einnahmen aus dem Eigentum von Energieversorgungsnetzen, Gasspeichern oder LNG-Anlagen, die nicht aus dem eigenständigen Betrieb dieser Anlagen resultieren, sind in den Konten gesondert auszuweisen.“

Sofern die wirtschaftliche Nutzung eines Eigentumsrechts an Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen, Gasspeichern oder LNG-Anlagen als Tätigkeit im Sinne des § 10 Abs. 3 Satz 1 behandelt wird, würde dies eine Verschärfung gegenüber den Regelungen der Elektrizitäts- und Gasrichtlinie darstellen. Die bloße Überlassung eines Netzes begründet keine Tätigkeit und damit keine gesonderte Bilanz und keine gesonderte Gewinn- und Verlustrechnung in der internen Rechnungslegung. Erforderlich ist nur, die Einnahmen aus dem Eigentum dieser Vermögensgegenstände in den Konten gesondert auszuweisen (vgl. Art. 19 Abs. 3 Satz 4 Elektrizitätsrichtlinie bzw. Art. 17 Abs. 3 Satz 4 Gasrichtlinie). Zur Klarstellung sollte in der Begründung herausgestellt werden, dass bloße Pachteinahmen keine Tätigkeit im Sinne des § 10 Abs. 3 begründen.

2. In Absatz 3 sind folgende Sätze 6 und 7 (neu) einzufügen: „Eine retrograde Zuordnung des Buchungsstoffes zu den Tätigkeiten ist nach der Erfassung des jeweiligen Geschäftsvorfalles in der Finanzbuchhaltung im Zusammenhang mit der Aufstellung des Jahresabschlusses zulässig, wenn die Zuordnungsgrundsätze im Wesentlichen im Voraus festgelegt worden sind und nachvollziehbar belegt werden können. Zulässig ist auch die Erfassung von Aufwendungen und Erträge in der Kostenrechnung eines Unternehmens.“

Hinweis: In der Begründung zu Absatz 3 ist im zweiten Absatz folgerichtig in Satz 2 der letzte Halbsatz zu streichen.

Die bisherigen Sätze 6 und 7 werden die Sätze 8 und 9.

Zur Absicherung der zur Vermeidung von hohen zusätzlichen Aufwendungen dominierenden Praxis der retrograden Erstellung der Segmentabschlüsse sollte – wie in der Begründung ausgeführt – eine eindeutige gesetzliche Regelung hierfür geschaffen werden. Dabei sollte auch klargestellt werden, dass die Aufwendungen und Erträge im Rahmen der Kostenrechnung erfasst werden können.

Eine anderweitige Regelung würde zu einem unverhältnismäßigen Aufwand und unvertretbar hohen Kosten führen, ohne dass zusätzliche Erkenntnisse ge-

wonnen würden. Die Masse der komplexen Konten (wie Forderungen, Verbindlichkeiten, Finanzkonten, flüssige Mittel) schlägt sich im Laufe des Jahres mehrfach um. Relevant ist aber für die Bilanz nur der Wert zum 31.12. Da die Aufwendungen und Erträge der Gewinn- und Verlustrechnungen z.B. für die Elektrizitätsverteilung oder die Gasverteilung die Grundlage für die Ermittlung der Netzzugangsentgelte bilden, die nur einmal jährlich ermittelt bzw. überprüft werden, ist eine progressive Verbuchung nicht erforderlich.

3. In Absatz 3 Satz 7 sind die Worte „Gegenstände des Aktiv- und Passivvermögens“ durch die Worte „Aktiva und Passiva“ zu ersetzen.

Die Begriffe Aktiva und Passiva sind übliche Begriffe.

4. In Absatz 4 ist Satz 2 wie folgt zu ändern: „Dabei ist zu prüfen, ob bei den Unternehmen die in Absatz 3 geforderten getrennten Konten und Segmentabschlüsse vorliegen.“

Die in § 10 Abs. 4 geschaffene Prüfungspflicht für die Einhaltung der Pflichten zur internen Rechnungslegung führt zu stark ansteigenden Kosten. Dies würde insbesondere gelten, wenn eine Pflicht zur Prüfung der Wertansätze und der Zuordnung der Konten geschaffen würde. Die Art. 19 Abs. 4 Nr. 4 Elektrizitätsrichtlinie bzw. Art. 17 Abs. 4 Gasrichtlinie erfordern nur eine Prüfung, ob bei den Unternehmen die in Absatz 3 geforderten getrennten Konten und Segmentabschlüsse vorliegen. Ansonsten müssten die aus der bisherigen Gesetzesformulierung verursachten erhöhten Prüfungskosten bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte einkalkuliert werden.

5. Absatz 5 ist wie folgt zu fassen: „Das Energieversorgungsunternehmen hat der Regulierungsbehörde unverzüglich eine Ausfertigung des geprüften Jahresabschlusses einschließlich des Bestätigungsvermerk oder des Vermerks über seine Versagung zu übersenden. Die Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen für die einzelnen Tätigkeitsbereiche nach Absatz 3 Satz 1 sind beizufügen. Unternehmen, die keine Tätigkeiten nach Absatz 3 ausüben, sind von der Verpflichtung nach Satz 1 freigestellt.“

Für die Bestellung der Abschlussprüfer sind in der Regel der Aufsichtsrat oder die Gesellschafter zuständig (vgl. § 318 Abs. 1 HGB). Diese Regelung wird auch bei Gesellschaften mit beschränkter Haftung im Bereich der kommunalen Wirtschaft regelmäßig praktiziert. Ansprechpartner für die Regulierungsbehörde sollte aus Praktikabilitätsgründen das Energieversorgungsunternehmen, nicht aber der Auftraggeber für die Prüfung des Jahresabschlusses, in der Regel der Aufsichtsrat, sein. Dies gilt auch angesichts der spezifischen Regelungen des Eigenbetriebsrechts der Länder. Hiernach bestimmen in der Regel die Kommunen die Abschlussprüfer. Allerdings sind auch andere Institutionen darin eingeschaltet. So beauftragen z.B. in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen Gemeindeprüfungsanstalten einen Wirtschaftsprüfer/eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, in anderen Ländern sind dies Kommunalprüfungsämter. Aus den vorgenannten Gründen ist

das Energieversorgungsunternehmen als Adressat der Verpflichtung nach § 10 Abs. 5 Satz 1 zu bezeichnen. Dies führt in der Praxis zu einer Vereinfachung.

6. Absatz 5 Satz 4 ist ersatzlos zu streichen.

Geschäftsberichte – ein Begriff, der gesetzlich nicht definiert ist – zu den Tätigkeitsbereichen, die nicht in Absatz 3 Satz 1 aufgeführt sind, hat nach Satz 4 die Regulierungsbehörde als Geschäftsgeheimnisse zu behandeln. Möglicherweise ist mit dem Begriff „Geschäftsberichte zu den Tätigkeitsbereichen“ gemeint „Daten der Bilanzen sowie der Gewinn- und Verlustrechnungen“ bzw. „Segmentabschlüsse“ für die genannten Tätigkeitsbereiche. Die so verstandene Regelung würde im Umkehrschluss der Regulierungsbehörde die Befugnis verschaffen, Daten der ihr übermittelten Segmentabschlüsse für die Tätigkeitsbereiche nach Absatz 3 Satz 1 nicht als Geschäftsgeheimnisse zu behandeln, d.h. diese Daten gegenüber Dritten bzw. gegenüber der Öffentlichkeit offen zu legen. Dies stünde im diametralen Gegensatz zu dem von den Binnenmarkttrichtlinien vorgegebenen Zweck einer internen Rechnungslegung, die nur der Behörde gegenüber offen zu legen ist.

§ 11 – Betrieb von Energieversorgungsnetzen

Absatz 1 ist wie folgt zu ergänzen: **„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen sowie die erforderlichen Systemdienstleistungen bereitzustellen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“**

Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist unverzichtbar für den Betrieb von sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetzen. Mit der Verpflichtung ist auch die Zuständigkeit für diese Aufgaben verbunden. Dies muss aus Gründen der Rechtsklarheit geregelt werden.

§ 15 – Aufgaben der Betreiber von Fernleitungs- und Gasverteilernetzen

Absatz 3 ist ersatzlos zu streichen.

Die Vorschrift ist gänzlich unbestimmt. Sie lässt nicht erkennen, zu welchem Zeitpunkt und in welchem technischen und wirtschaftlichen Rahmen Netzbetreiber die Fähigkeit ihrer Netze zur Befriedigung von Nachfragen nach Gastransportdienstleistungen sicherzustellen zu haben. Sie lässt offen, ob staatlicherseits Maßnahmen zum Netzbau verordnet und hierdurch Investitionsverpflichtungen der Netzbetreiber erzwungen werden können.

§ 17 – Netzanschluss

1. Absatz 1 ist um einen Satz 2 (neu) zu ergänzen: „Der Netzbetreiber legt unter Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs den netztechnisch vorgegebenen, kostengünstigsten Anschlusspunkt fest.“

Der Netzbetreiber unterliegt der Anschlusspflicht nach Absatz 1 Satz 1 und ihm obliegt die Führung eines sicheren, zuverlässigen Netzbetriebs. Er allein kann deshalb entscheiden, wo der technisch geeignete Anschlusspunkt gegeben ist. Die Formulierung über-

nimmt die in der Praxis bewährte Konsenslösung aus der VV II plus (Nr. 1.5 in Verbindung mit Anlage 1).

2. **Es wird ein neuer Absatz 3 eingefügt: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern können den Anschluss nach Abs. 1 verweigern, wenn mittels dieses Anschlusses in Niederspannung oder in Niederdruck Letztverbraucher versorgt werden sollen, die der allgemeinen Anschlusspflicht der Betreiber gem. § 18 Abs. 1 unterfallen.“**

Einheitliche Netze der Allgemeinen Versorgung auf der Endverteilerstufe gewährleisten eine gleichmäßige Belastung aller Kunden mit preisgünstigen Netznutzungsentgelten. Die unterschiedlichen Kosten gut und schlecht strukturierter Netzgebiete im Netz der Allgemeinen Versorgung gleichen sich dadurch untereinander aus.

Die im Entwurf des EnWG vorgesehene uneingeschränkte Zulassung von „Arealnetzen“ als zusätzliche Verbindung zwischen lokalem Verteilnetz und Endkunden generiert einen Gegensatz zwischen freiem Netzzugang einerseits und dem Prinzip der Gleichpreisigkeit und Preisgünstigkeit der Netznutzungsentgelte für alle Letztverbraucher andererseits. Der Anschluss von Arealnetzen führt zu einem „Rosinenpicken“ in günstig strukturierten Teilen eines Netzes der Allgemeinen Versorgung.

Der Anschluss von Arealnetzen erhöht deshalb zwangsläufig die Netznutzungsentgelte für diejenigen Endkunden, die auf einen Anschluss an das allgemeine Versorgungsnetz angewiesen bleiben und ist aus volkswirtschaftlichen und energiepolitischen Erwägungen erheblich einzuschränken.

Ein grundsätzlicher Anspruch auf Anschluss von Arealnetzen an vorgelagerte Netze wird vom VKU – in Übereinstimmung mit dem Deutschen Städtetag – abgelehnt, wenn mittels dieses Anschlusses Letztverbraucher versorgt werden sollen, die ansonsten der allgemeinen Anschlusspflicht unterliegen würden.

3. **Alter Absatz 3 wird neuer Absatz 4.**

Neuer Absatz 4 Satz 2 ist wie folgt zu konkretisieren: „Insbesondere können durch Rechtsverordnungen nach Satz 1 unter angemessener Berücksichtigung der Interessen der Betreiber von Energieversorgungsnetzen und aller betroffener Anschlussnehmer ...“

Der anschlussverpflichtete Netzbetreiber bringt nicht nur seine eigenen Interessen in die Abwägung bei der Bestimmung des kostengünstigsten Anschlusses mit ein. Es ist im Interesse des Verbraucherschutzes (siehe § 1 Abs. 1), dass sämtliche potenziellen Anschlussnehmer einen Anschluss zu erschwinglichen Kosten erhalten. Wenn einzelne Großabnehmer einen günstigeren Anschluss in einer höheren Netzebene erzwingen können, steigen die Netznutzungsentgelte für die Vielzahl der Kleinkunden erheblich an, weil die eingesparten Entgelte des begünstigten Großabnehmers auf die verbleibenden Kunden umgelegt werden müssen.

§ 18 – Allgemeine Anschlusspflicht

Absatz 1 Satz 2 ist wie folgt zu fassen: „Diese Pflichten bestehen nicht, wenn der Anschluss oder die Anschlussnutzung für den Betreiber des Energieversor-

gungsnetzes aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht zumutbar ist.“

Ebenso wie bei Netzanschlüssen nach § 17 Abs. 1 müssen auch Anschlüsse an das Niederspannungs- und Niederdrucknetz für den grundsätzlich anschlusspflichtigen Betreiber des Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung nicht nur wirtschaftlich, sondern auch technisch zumutbar sein. Dieser technische Zumutbarkeitsaspekt wird in der Begründung zu § 18 Abs. 1 im Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit von sog. inaktiven Hausanschlüssen betont. Darüber hinaus sind jedoch nach den Erfahrungen aus der Praxis weitere Sachverhalte denkbar, die für den Netzbetreiber eine Anschlussherstellung bzw. -vorhaltung sowie Anschlussnutzung technisch unzumutbar machen. Zu denken ist insoweit insbesondere an eine den anerkannten Regeln der Technik nicht entsprechende Ausführung von Eigenleistungen durch den Anschlussnehmer oder von ihm beauftragter Unternehmen bei der Herstellung von Hausanschlüssen oder einen nicht sachgemäßen Betrieb von Verbrauchsgeräten mit der Gefahr von Rückwirkungen auf das Netz. Dementsprechend ist es notwendig, die technische Zumutbarkeit im Hinblick auf einen sicheren und störungsfreien Netzbetrieb ausdrücklich zu regeln.

§ 20 – Zugang zu den Energieversorgungsnetzen

1. **Absatz 1 ist wie folgt zu fassen: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei durch Vertrag den Zugang zum eigenen und zu den verbundenen Energieversorgungsnetzen zu im Internet veröffentlichten Netzzugangsbedingungen und Entgelten zu gewähren. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, untereinander die Verträge abzuschließen, die zur Erfüllung der Pflichten aus Satz 1 erforderlich sind.“**

Der Zugang zum Energieversorgungsnetz stellt sich wegen der Integration bzw. der Vermaschung der Netze als Zugang zu den verbundenen Netzen dar. Er geht damit entgegen den Aussagen der Begründung zu § 20 weit über die Zurverfügungstellung des Netzeigentums hinaus, wie sie noch §§ 6 Abs. 1, 6a Abs. 2 des geltenden EnWG vorsehen. Es handelt sich damit nicht mehr nur um eine reine Inhalts- und Schrankenbestimmung des Netzeigentums. Es entsteht vielmehr ein hochkomplexes Vertragsgeflecht, in dem der Netzbetreiber nicht nur eigene Dienstleistungen bereitstellen muss, sondern auch weitere von Dritten beschaffen muss, über die er selbst gar nicht verfügt. Dieser Ansatz ist bisher einmalig. Immer wieder kommt es vor, dass ein Eigentümer Dritten den Gebrauch einer Sache eröffnen oder bisher nur intern genutzte Dienstleistungen auch Dritten anbieten muss. In allen Fällen handelt es sich jedoch um Leistungen aus der eigenen Risikosphäre. Insbesondere durch das transaktionsunabhängige Handlungspunktmodell im Strombereich werden die Netzbetreiber verpflichtet, auch Drittdienstleistungen einzukaufen und diese jedem Netznutzer als eigene Leistungen zur Verfügung zu stellen.

Wegen der weit reichenden Grundrechtseingriffe durch die Kumulation vertraglicher Risiken gebietet die Wesentlichkeitsrechtsprechung des BVerfG, dass die Grundzüge des Netzzugangsmodells für den Strom- und Gasbereich schon im Parlamentsgesetz

vorgegeben werden. Es darf in keinem Fall im Grundsatz offen bleiben, in welcher Weise und in welchem Umfang die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern erfolgen soll und nach welchem Netzzugangsmodell der Netzzugang gewährt wird (so aber die Begründung zu § 20). Die Festlegung des Netzzugangsmodells in seinen Grundzügen ist ohne weiteres möglich.

2. **In Absatz 2 ist folgender Satz 2 einzufügen: „Die Verweigerung kann auch darauf gestützt werden, dass die notwendigen Verträge zwischen dem Netzbetreiber und den vorgelagerten Netzbetreibern nicht abgeschlossen sind.“**

Die Sätze 2, 3 und 4 werden neue Sätze 3, 4 und 5.

Diese Verträge bilden die unverzichtbare Grundlage für die Dienstleistungen, die der Verteilernetzbetreiber im vertraglichen Verhältnis gegenüber dem Netznutzer nach § 20 Abs. 1 erbringen muss. Kann er diese Dienstleistungen nicht verlässlich auf vertraglicher Basis beziehen, muss er im Verhältnis zum Netznutzer den Einwand der Unmöglichkeit geltend machen können.

§ 21 – Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang

1. **In Absatz 1 ist folgender Satz 2 (neu) einzufügen: „Jeder Netzbetreiber ist ausschließlich für die Entgeltbestandteile verantwortlich, die auf seine Netzebenen entfallen.“**

Insbesondere beim transaktionsunabhängigen Handelspunkt-konzept im Strombereich sind in den Netznutzungsentgelten die Entgelte verschiedener Netzbetreiber enthalten. Satz 2 stellt klar, dass jeder Netzbetreiber nur für die Entgeltbestandteile in seinem Netz die Verantwortung trägt. Gewälzte Entgelte aus den vorgelagerten Netzebenen sind für den Netzbetreiber objektive Umstände, die er nicht beeinflussen kann.

2. **Absatz 2 ist wie folgt zu fassen: „Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung unter Beachtung der Nettosubstanzerhaltung sowie einer angemessenen kapitalmarktorientierten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet.“**

Absätze 3 und 4 sind ersatzlos zu streichen.

Eine Entgeltbildung auf der Basis einer Nettosubstanzerhaltung und einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals unter der Maßgabe einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung ist anerkannte, durch zahlreiche betriebswirtschaftlich gestützte Gutachten bekräftigte, gute fachliche Praxis. Die Entgeltfindung auf Kostenbasis ist die notwendige Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Netznutzungsentgelte. Es ist allgemeine Ansicht, dass die Verpflichtung der Netzeigentümer, Dritten die Nutzung ihrer Netze zu gestatten, eine ausgleichspflichtige Inhaltsbestimmung darstellt, die kompensiert werden muss, um verfassungsrechtlich unbedenklich zu sein. Die gesicherte Refinanzierung des Netzes ist darüber hinaus unabdingbare Voraussetzung für den Erhalt des heutigen Qualitätsstandards der Netze auf mittlere und lange Frist.

Der Begriff der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung ist ein seit langem eingeführter Fach-

begriff, der den Sorgfaltsmaßstab eines ordentlichen Kaufmanns in der Energiewirtschaft beschreibt. Die bei energiewirtschaftlich rationeller Betriebsführung verursachten Kosten müssen auch weiter uneingeschränkt Grundlage der Entgeltbildung sein. Eine Nicht-Berücksichtigung von Kosten unter dem Gesichtspunkt von Anreizen für eine kosteneffiziente Leistungserbringung ist abzulehnen.

Was unter „Anreizen für eine kosteneffiziente Leistungserbringung“ zu verstehen ist, lassen Gesetzestext und Begründung offen. Diese neu in das Energiewirtschaftsgesetz eingebrachte Terminologie entbehrt jeglicher methodischer, betriebswirtschaftlicher Grundlage. Zu befürchten ist, dass „Anreize für eine kosteneffiziente Leistungserbringung“ eben nicht die effiziente Mittelverwendung in den Fokus stellen, sondern zu einer Entkopplung der Entgeltbildung von den realen Kosten der Netzbetreiber führen sollen.

Dieses kann im Schluss durch den auf die Netzbetreiber ausgeübten Kostendruck nur eine Verringerung der Leistungserbringung, also eine Gefährdung der Versorgungsqualität zur Folge haben und verstößt somit gegen das Ziel einer sicheren Energieversorgung.

Der Grundsatz der Kostenorientierung soll nach dem Entwurf darüber hinaus durch ein weiteres Instrument eingeschränkt werden: dem Vergleichsmarktkonzept. Einerseits müssen sich die Kosten der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung an denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers messen lassen. Hierzu dient das in Absatz 3 vorgesehene Vergleichsverfahren. Danach können Entgelte, Erlöse oder Kosten der Netzbetreiber miteinander verglichen werden. Absatz 4 schreibt die Verwendung der Ergebnisse des Vergleichsverfahrens zwingend vor. Wer mit seinen Entgelten, Erlösen oder Kosten über dem Durchschnitt liegt, muss die Vermutung entkräften, seinen Betrieb nicht energiewirtschaftlich rationell zu führen.

Maßstab des Vergleichsmarktkonzeptes ist die Ermittlung des wettbewerbsanalogen Preises. Der Aufsicht werden konsequent dabei nur die Entgelte selbst, aber gerade nicht die Kosten oder Erlöse unterworfen. Soweit auf Kosten und Erlöse abgestellt wird, haben gerade die Kartellverfahren gegen RWE Net und TEAG gezeigt, dass zwar einzelne Entgelte unterschiedlich hoch sein können, aber daraus nicht zwingend ein Missbrauch abzuleiten ist.

Sowohl die angedachte Anreizregulierung als auch das Vergleichsmarktkonzept höhlen das in der Energiewirtschaft gebräuchliche und in Verhandlungen mit der Industrie vereinbarte Konzept der Nettosubstanzerhaltung substanziell aus. Würde der Gesetzgeber der Entkernung des Prinzips der bisherigen Entgeltbildung zustimmen, so wirkte sich dies in erheblichem negativem Ausmaß unmittelbar auf die Kosten- und Erlössituation der Unternehmen aus. Die durch einen gesetzgeberischen Eingriff verursachten Erlöseinbußen würden eine reduzierte Investitionsbereitschaft bewirken und damit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit sowie des sicheren und zuverlässigen Betriebs der Netze führen.

3. **Als Absatz 3 (neu) ist einzufügen: „Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom**

Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz die Anlagen angeschlossen sind, ein nach guter fachlicher Praxis ermitteltes Entgelt für eingesparte Netznutzung. Die Einhaltung der guten fachlichen Praxis wird vermutet, wenn die Bestimmungen der Anlage 6 der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (BAnz. 85b vom 08. Mai 2002) eingehalten werden.“

Das Entgelt gleicht den strukturell bedingten Nachteil dezentraler Erzeugungsanlagen aus, der erst durch die Einführung des transaktionsunabhängigen Handelspunktkonzepts entstanden ist. Um die Energie unabhängig von ihrer Erzeugung handeln zu können, werden alle Einspeisungen als zentrale Einspeisung behandelt und mit den Netznutzungsentgelten für sämtliche Netzebenen bis zur Ausspeisung belastet. Diese Verfahrensweise ist die unabdingbare Voraussetzung für den Börsenhandel. Die dezentrale Erzeugung konnte bis zur Einführung des Handelspunktkonzepts durch die VV II ihre höheren Stromgestehungskosten durch die geringeren Transportkosten kompensieren und war auf diese Weise wettbewerbsfähig. Fiele die Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten an die dezentralen Erzeuger fort, begünstigte dies Konzentrationstendenzen in der Erzeugung noch einmal ganz erheblich. Ein Wegfall würde auch das Ziel der Bundesregierung, dezentrale, umweltverträgliche Erzeugungsstrukturen zu stärken, konterkarieren.

Die Auskehrung des Entgelts wird ausdrücklich in spezialgesetzlichen Regelungen erwähnt, so z.B. in § 4 Abs. 3 KWKG 2002 und in § 5 Abs. 2 EEG 2004. Im EEG wird ausdrücklich auf die Ermittlung des Entgelts nach „guter fachlicher Praxis“, also faktisch die Anlage 6 der VV II plus, abgestellt. Diese Bezugnahme ist sachgerecht, denn die Regelungen der VV II plus stellen einen ausgewogenen und praktikablen Branchenkonsens dar, der die Belange aller Beteiligten angemessen berücksichtigt.

§ 22 – Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen

Absatz 1 ist wie folgt zu fassen: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben die Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen. Dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung ist bei der Ausgestaltung des Verfahrens zur Beschaffung von Regelenergie, zum Beispiel durch die Nutzung untertäglicher Beschaffung, oder zur Beschaffung von Ausgleichsenergie besonderes Gewicht beizumessen, sofern hierdurch nicht die Verpflichtungen nach §§ 13 und 16 gefährdet werden.“

Die Änderung ist im Wesentlichen eine Folgeänderung zu § 3 Nr. 1 (zur Begründung siehe dort). Die Forderung nach einer untätigen Ausschreibung bei der Beschaffung von Energie zur Deckung der Verluste würde nicht nur erheblichen Aufwand bedeuten, sondern auch das Preisrisiko vollständig auf den Netzbetreiber verlagern, denn im Gegensatz zur Regelernergie wird die Verlustdeckung den Netznutzern

nicht direkt in Rechnung gestellt. Vielmehr ist sie Teil der Netznutzungsentgelte, die aber nicht kurzfristig vom Netzbetreiber angepasst werden könnten, um wechselnde Konditionen der Verlustbeschaffung zu berücksichtigen.

§ 24 – Regelungen zu den Netzzugangsbedingungen, Entgelten für den Netzzugang sowie zur Erbringung und Beschaffung von Ausgleichsleistungen

1. Satz 1 Nr. 2 ist ersatzlos zu streichen.

Die Wesentlichkeitsrechtsprechung gebietet, dass die grundrechtsrelevanten Fragen im Gesetz oder aufgrund eines Gesetzes geregelt sein müssen. Der Zugang zu den **Energieversorgungsnetzen erfordert eine Vielzahl von Verträgen unter Beachtung hochkomplexer technischer Fragestellungen, die vorab geregelt sein müssen.** Netzzugangs- und Entgeltverordnungen sind integraler Bestandteil der Regulierung.

2. Satz 2 ist wie folgt zu ändern: „Durch Rechtsverordnung nach Satz 1 Nr. 1 sind insbesondere

- 1. die Betreiber von Energieversorgungsnetzen zu verpflichten, zur Schaffung möglichst einheitlicher Bedingungen bei der Gewährung des Netzzugangs in näher zu bestimmender Weise zusammenzuarbeiten,**
- 2. die Rechte und Pflichten der Beteiligten, insbesondere die Zusammenarbeit und Pflichten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen einschließlich des Austausches der notwendigen Daten und der für den Netzzugang notwendigen Informationen, einheitlich festzulegen,**
- 3. die Art sowie die Ausgestaltung des Netzzugangs und der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen einschließlich der hierfür erforderlichen Verträge und Rechtsverhältnisse und des Verfahrens nach § 22 Abs. 2 Satz 2 festzulegen, die Bestimmungen der Verträge und die Ausgestaltung der Rechtsverhältnisse einheitlich festzulegen sowie Regelungen über das Zustandekommen und die Beendigung der Verträge und Rechtsverhältnisse zu treffen,**
- 4. Regelungen zu treffen, wie die systembedingte Häufung von Haftungs- und Ausfallrisiken angemessen auf alle Beteiligten verteilt wird,**
- 5. Regelungen zur Ermittlung der Entgelte für den Netzzugang zu treffen, wobei die Methode zur Bestimmung der Entgelte so zu gestalten ist, dass eine energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung gesichert ist und die die Betriebs- und Versorgungssicherheit sowie die Leistungsfähigkeit der Netze sichernden Investitionen in die Netze dauerhaft gewährleistet sind; dabei sind die besonderen wirtschaftlichen Belastungen der Netzbetreiber, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben, angemessen zu berücksichtigen,**
- 6. Regelungen zur Bestimmung des Entgelts für eingesparte Netznutzung gemäß § 21 Abs. 3 zu treffen.“**

Die zentralen Inhalte der Rechtsverordnung werden durch das EnWG verbindlich vorgegeben.

Zu Nr. 4: Das transaktionsunabhängige Punktmodell bringt es mit sich, dass der letzte Netzbetreiber in der Kette alle vertraglichen Risiken gegenüber dem Netznutzer vertreten muss. Dies gilt sowohl für die Schlecht- und Nichtleistungen auch durch vorgelagerte Netzbetreiber als auch für das Ausfallrisiko hinsichtlich der Netznutzungsentgelte. Gegenüber den vorgelagerten Netzbetreibern kann er den Ausfall ohne ausdrückliche Regelung nicht geltend machen.

Zu Nr. 5: Die gesicherte Refinanzierung des Netzes ist unabdingbare Voraussetzung dafür, dass die Netze auch mittel- und langfristig mit hohem Qualitätsstandard betrieben werden können. Die Leistungsfähigkeit der Netze ist allerdings etwas ganz anderes als der sehr ungenaue Begriff der „Funktionsfähigkeit der Netze“, der im Regierungsentwurf gebraucht wird. Die Versorgungssicherheit und die Versorgungszuverlässigkeit müssen die Maxime für die Planungs- und Investitionsentscheidungen sein. Die „Funktionsfähigkeit“ eines Netzes ist kein Qualitätskriterium der Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit. Es handelt sich eher um eine Untergrenze dessen, was erforderlich ist, um die Kunden zu versorgen. Es ist festzuschreiben, dass unter notwendigen Investitionen die dauerhafte Gewährleistung der Leistungsfähigkeit zu verstehen ist und die besonderen wirtschaftlichen Belastungen der Netzbetreiber, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben, Berücksichtigung finden müssen.

- 3. Als Satz 3 ist neu einzufügen: „Darüber hinaus können durch Rechtsverordnung nach Satz 1**
- 1. Regelungen über eine Abweichung von dem Grundsatz der Kostenorientierung nach § 21 Abs. 2 Satz 2 getroffen werden, nach denen bei bestehendem oder potenziellem Leitungswettbewerb die Entgeltbildung auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder eine Preisbildung im Wettbewerb erfolgen kann,**
 - 2. Regelungen darüber getroffen werden, welche netzbezogenen und sonst für ihre Kalkulation erforderlichen Daten die Betreiber von Energieversorgungsnetzen erheben und über welchen Zeitraum sie diese aufbewahren müssen.“**

Die Regelungsinhalte von Satz 2 Nr. 5 und 6 des Entwurfs sind von ihrer Bedeutung für den regulierten Netzzugang nachrangig und können daher in einer Kann-Bestimmung aufgenommen werden. Der Verweis auf § 21 Abs. 2 Satz 2 ist redaktioneller Natur.

Die Streichung von Nr. 7 ist eine Folgeänderung zum Vorschlag zu § 21.

Auf die Einführung einer Anreizregulierung nach Satz 2 Nr. 8 des Entwurfs ist zum jetzigen Zeitpunkt zu verzichten. Ziel, Zweck und Bedingungen einer „Anreizregulierung“ unter den rechtlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland sind zurzeit noch völlig ungeklärt. Das Thema wurde auch in Fachkreisen noch nicht eingehend diskutiert. Von daher kann eine „Anreizregulierung“ keine Grundlage für die Bemessung von Netznutzungsentgelten sein, zumal sie in der Regel eine Abkehr vom Grundsatz der Kostenorientierung zur Folge hat. Dadurch entsteht die Gefahr, dass auch bei rationaler Betriebsweise die Eigenkapitalverzinsung nicht mehr gegeben ist, was mittelfristig die Versorgungsqualität nachhaltig gefährdet.

§ 30 – Missbräuchliches Verhalten eines Netzbetreibers

Absatz 1 ist wie folgt zu ändern: „Betreibern von Energieversorgungsnetzen ist ein Missbrauch ihrer Marktstellung verboten. Ein Missbrauch liegt insbesondere vor, wenn ein Betreiber von Energieversorgungsnetzen Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 oder der auf Grund dieser Bestimmungen erlassenen Rechtsverordnungen nicht einhält.“

In Absatz 1 Satz 2 Nr. 2 bis 6 werden die Regelbeispiele der kartellrechtlichen Missbrauchstatbestände der §§ 19, 20 GWB auf den regulierten Netzbetrieb übertragen. Absatz 2 gibt der Regulierungsbehörde umfassende Befugnisse, missbräuchliches Verhalten bei Netzanschluss und Netznutzung zu unterbinden. Für die Übernahme der kartellrechtlichen Regelbeispiele besteht daher keinerlei Bedürfnis. Es leidet die Verständlichkeit des Gesetzestextes und damit die Rechtssicherheit.

§ 31 – Besondere Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörde

Absatz 4 Satz 2 ist ersatzlos zu streichen.

Die Regulierungsbehörde kann nach Absatz 4 Satz 2 in Fällen, in denen sich das Verfahren in der Hauptsache erledigt hat, die Kosten der Beweisaufnahme den Beteiligten nach billigem Ermessen auferlegen. Dies widerspricht den Regelungen in § 91 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 3 und Abs. 6 Nr. 2. Danach ist die Beweiserhebung in Verfahren nach § 31 eine gebührenpflichtige Handlung. Die Gebühr soll so bemessen sein, dass sie die Kosten, die mit der Amtshandlung verbunden sind, abdeckt. Als Gebührenschuldner kommen einmal das betroffene Unternehmen oder derjenige in Betracht, der durch seinen Antrag die Tätigkeit der Regulierungsbehörde veranlasst hat. Dem betroffenen Netzbetreiber dürfen die Kosten aber erst dann auferlegt werden, wenn gegen ihn auch tatsächlich eine Verfügung der Regulierungsbehörde ergangen ist. Bis zum Abschluss des Verfahrens durch Verwaltungsakt ist allein der Antragsteller im Sinne des § 31 Abs. 1 möglicher Kostenschuldner. Für eine Verteilung nach billigem Ermessen bleibt daher kein Raum.

§ 32 – Unterlassungsanspruch, Schadensersatzpflicht

- 1. Absatz 1 Satz 2 ist wie folgt zu ändern: „Der Anspruch besteht bereits dann, wenn eine Zuwiderhandlung konkret droht.“**

Die Begrenzung des vorbeugenden Unterlassungsanspruchs auf unmittelbar bevorstehende Verletzungshandlungen ist erforderlich, um den Netzbetreibern die Abwicklung unabhängig von Rechtsstreitigkeiten des Massengeschäfts zu ermöglichen. Der Anspruchssteller muss daher verpflichtet werden, die Tatsachen für die konkrete, unmittelbar bevorstehende Verletzung in seinen Rechten im vorläufigen Rechtsschutzverfahren glaubhaft zu machen.

- 2. In Absatz 2 Nr. 1 ist das Semikolon am Ende durch einen Punkt zu ersetzen und Nummer 2 zu streichen. § 34 ist zu streichen.**

Der VKU folgt dem Vorschlag des Bundesrates, das Klage- und Vorteilsabschöpfungsrecht zu streichen. Zur Begründung wird auf die Stellungnahme des Bundesrates verwiesen.

- 3. Absatz 3 Satz 2 ist ersatzlos zu streichen.**

Die Verpflichtung, Geldschulden schon ab Eintritt des Schadens zu verzinsen, belastet die Liquidität der Netzbetreiber unerträglich zugunsten der Interessen Einzelner. Die Verzinsungspflicht soll ein Ausgleich für eine Entwertung des Schadensersatzanspruchs durch die längere Dauer eines Ermittlungsverfahrens sein und gleichzeitig Abschreckungscharakter haben. Der Netzbetreiber kann zum Zeitpunkt der Klageerhebung noch nicht zuverlässig abschätzen, ob ein Schadensersatzanspruch dem Grunde nach gegeben ist. Völlig offen ist darüber hinaus, wann beim Kläger der Schaden eingetreten sein soll. Als ordentlicher Kaufmann müsste der Netzbetreiber Rückstellungen bilden, die er nicht einmal ungefähr abschätzen kann und die vorsorglich höher angesetzt werden müssen. Auf diese Weise wird Kapital gebunden, das nicht für erforderliche Investitionen zur Verfügung steht. Um dieses Problem gering zu halten, könnte ein betroffener Netzbetreiber sich gezwungen sehen, ein Verfahren durch Zugeständnisse abzukürzen und auf Rechtsmittel zu verzichten. Es werden in verfassungsrechtlich bedenkllicher Weise ökonomische Anreize gesetzt, rechtsstaatliche Garantien nicht wahrzunehmen. Es muss daher bei dem allgemeinen Grundsatz bleiben, dass begründete und zuerkannte Schadensersatzansprüche erst ab dem Zeitpunkt der Rechtshängigkeit zu verzinsen sind.

4. Absatz 4 ist ersatzlos zu streichen.

Die Entfaltung einer Tatbestandswirkung für sämtliche Schadensersatzklagen führt dazu, dass sich kein Netzbetreiber unter Wahrung der Interessen seiner Anteilseigner erlauben kann, gegen ein Missbrauchsverfahren vor der Regulierungsbehörde nicht alle Rechtsmittel auszuschöpfen. Dadurch wird er aber in einen Zielkonflikt mit der Verzinsungspflicht nach Absatz 3 gebracht. Für den Netzbetreiber wird das Kostenrisiko im Falle des Unterliegens vollends unbeherrschbar.

Durch die Einführung einer Tatbestandswirkung der regulatorischen Verfügung bzw. der darauf basierenden rechtskräftigen Urteile wird auch der allgemeine Verfahrensgrundsatz untergraben, dass Urteile immer nur *inter partes*, also zwischen den Parteien, gelten und allenfalls Indizwirkung in Parallelprozessen haben können. Im Verwaltungsverfahren trägt allein die Regulierungsbehörde das volle Kostenrisiko (das sie im Übrigen über die Beiträge der Netzbetreiber nach § 92 finanziert). Jeder Betroffene, der einen Schadensersatzanspruch nach § 32 Abs. 3 einklagt, muss in seinem Prozess nur noch schadensbegründende Kausalität und Schadenshöhe nachweisen. § 65 Abs. 3 eröffnet dem Kläger die Möglichkeit, das Prozessrisiko hierauf zu begrenzen, indem er bei der Regulierungsbehörde um einen feststellenden Verwaltungsakt nachfragt, sollte gegen den Netzbetreiber noch kein behördliches Verfahren erfolgt sein. Die Verteidigungsmöglichkeiten des Netzbetreibers sind im Schadensersatzprozess dann auf das Bestreiten von haftungsausfüllender Kausalität und Schadenshöhe beschränkt.

§ 35 – Monitoring

Absatz 1 ist wie folgt anzupassen: „Die Regulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation

und Post führt zur Herstellung von Markttransparenz ein Monitoring durch über 1. (...)“

Das Monitoring wird durch Art. 23 der Elektrizitätsrichtlinie bzw. Art. 25 Gasrichtlinie gefordert und praktischer Weise durch eine zentrale Bundesbehörde durchgeführt. Die ausdrückliche Aufgabenzuweisung wird wegen der geänderten Zuständigkeitsverteilung nach § 54 erforderlich (s. dort).

§ 36 – Grundversorgungspflicht

1. Absatz 1 Satz 1 ist wie folgt zu ergänzen: „Energieversorgungsunternehmen haben für Netzgebiete der allgemeinen Versorgung, in denen sie ...“

Nach der Begründung zu § 36 bedeutet Grundversorgung die Belieferung von Haushaltskunden mit Energie über Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung. Diese sind in § 3 Nr. 17 definiert. Dementsprechend muss dieser Bezug in § 36 Abs. 1 – auch in § 36 Abs. 2 S. 1 – zum Ausdruck kommen.

2. Absatz 2 wird wie folgt geändert. Die Sätze 2 und 3 werden gestrichen und durch die nachfolgenden Sätze 2 bis 6 ersetzt: „Der Grundversorger nach Satz 1 wird alle drei Jahre jeweils zum 01. Juli, erstmals zum 01. Juli 2006 für die nächsten drei Kalenderjahre, erstmals für die Jahre 2007 bis 2009, durch die Gemeinde festgestellt, mit der für das Netzgebiet der allgemeinen Versorgung ein Wegenutzungsvertrag nach § 46 Abs. 2 besteht. Zur Feststellung nach Satz 2 haben alle Energieversorgungsunternehmen, die in dem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung Haushaltskunden beliefern, der Gemeinde die Gesamtzahl der von ihnen versorgten Haushaltskunden alle drei Jahre jeweils zum 01. Juni, erstmals zum 01. Juni 2006, schriftlich mitzuteilen. Die Gemeinde darf die ihr mitgeteilten Kundenzahlen nur für Zwecke der Feststellung des Grundversorgers verwenden und nicht an Dritte herausgeben. Die Gemeinde hat die Feststellung des Grundversorgers im Internet zu veröffentlichen und der nach Landesrecht zuständigen Behörde schriftlich mitzuteilen. Einwände von Energieversorgungsunternehmen gegen die Feststellung des Grundversorgers sind bei der nach Landesrecht zuständigen Behörde bis zum 31. Oktober des Jahres der Feststellung schriftlich einzureichen.“

Der bisherige Satz 3 wird mit folgendem Wortlaut Satz 7 (neu): „Stellt der Grundversorger nach Satz 1 seine Geschäftstätigkeit ein, so gelten die Sätze 2 bis 6 entsprechend.“

Das nach § 36 Absatz 2 des Entwurfs vorgesehene Verfahren zur Feststellung des pflichtigen Grundversorgers unterliegt erheblichen rechtlichen Bedenken. Die Benennung eines Grundversorgers zur Gewährleistung der Grundversorgung hat nämlich – sofern die Mitgliedsstaaten von dieser Option Gebrauch machen – nach Art. 3 Abs. 3 S. 2 der Elektrizitätsrichtlinie bzw. Art. 3 Abs. 3 S. 3 der Gasrichtlinie durch den Mitgliedsstaat zu erfolgen. Dieser europarechtlichen Vorgabe trägt lediglich die Übergangsregelung des § 118 Abs. 3 Rechnung, da insoweit die Benennung des Grundversorgers für den Übergangszeitraum bis 2006 durch den Mitgliedsstaat als Gesetzgeber erfolgt. Das nach § 36 Abs. 2 vorgesehene, ab

dem 01. Juli 2006 anzuwendende Verfahren der Feststellung durch die Betreiber der Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung verstößt gegen die vorgenannten Richtlinienvorgaben, da diese eine Delegation des Verfahrens zur Benennung des Grundversorger von den Mitgliedstaaten auf (nicht staatliche) Verteilernetzbetreiber nicht zulassen. Vielmehr ist die Benennung des Grundversorgers eine unmittelbare eigene Aufgabe des Mitgliedstaates, die nur er selbst oder durch die hierfür von ihm benannten staatlichen Organisationsformen (Länder oder Gemeinden) wahrnehmen kann. Die Grundversorgung ist ein wesentlicher Teil der durch die Gemeinde zu gewährleisten Daseinsvorsorge für ihre Einwohner. Deshalb muss allein den Gemeinden auch die Entscheidungshoheit über die Feststellung des Grundversorgers vorbehalten bleiben. Dem trägt nunmehr der neu formulierte Satz 2 in § 36 Abs. 2 ausdrücklich Rechnung.

Das im Entwurf vorgesehene Verfahren zur Feststellung des Energieversorgungsunternehmens, das die meisten Haushaltskunden beliefert, ist ebenfalls noch nicht hinreichend durchdacht bzw. zu unbestimmt. So ist nicht geregelt, ob und in welcher Form Energieversorgungsunternehmen, die Haushaltskunden beliefern, die notwendigen Daten zur Feststellung des Grundversorgers mitzuteilen haben und wie diese Daten zu behandeln sind. Nicht geregelt ist fernerhin, wer Einwände gegen die Feststellungen des Netzbetreibers bei der zuständigen Landesbehörde erheben kann. Die insoweit aus Gründen der Rechtsklarheit und –sicherheit notwendigen Regelungen sind nunmehr in den neu formulierten Sätzen 3 bis 6 enthalten. Für die Entscheidung der nach Landesrecht zuständigen Behörde über Einwände von Energieversorgungsunternehmen gegen die Feststellung des Grundversorgers durch die Gemeinde gilt § 55 Abs. 2 entsprechend. Dies muss in § 36 Abs. 2 nicht näher bestimmt werden.

§ 37 – Ausnahmen von der Grundversorgungspflicht

In Absatz 2 sind in Satz 1 das Wort „Energienmenge“ zu streichen und durch „Elektrizitätsmenge“ zu ersetzen und in Satz 2 die Worte „Niederspannungs- oder Niederdruckleitungsnetz“ zu streichen und durch „Niederspannungsleitungsnetz“ zu ersetzen.

Absatz 2 regelt die näheren Voraussetzungen einer für Energieversorgungsunternehmen zumutbaren Reserveversorgung von (Haushalts-) Kunden, die Eigenanlagen betreiben. Eigenanlagen sind nach § 3 Nr. 13 Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität zur Deckung des Eigenbedarfs, die nicht von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden. Folgerichtig kann daher eine Reserveversorgung nur mit Elektrizität, nicht hingegen mit Gas erfolgen. Dies ist in Absatz 2 klarzustellen.

§ 38 – Ersatzversorgung mit Energie

1. In Absatz 1 Satz 1 sind die Worte „in Niederspannung oder Niederdruck“ ersatzlos zu streichen.

Die Ersatzbelieferung betrifft nach dem Entwurf ausschließlich die Versorgung in Niederspannung und Niederdruck. Die Vorschrift lässt mithin offen, wie Energielieferungen in gleich gelagerten Sachverhalten in den anderen Spannungs- und Druckstufen, vor allem im für industrielle und gewerbliche Abnehmer

relevanten Mittelspannungs- und Mitteldrucknetz, abgewickelt werden sollen. Da eine Buchung als Netzverlust offensichtlich nicht gewollt sein kann, muss die Regelung in Absatz 1 entsprechend ausgeweitet werden.

2. Absatz 1 Satz 3 ist ersatzlos zu streichen.

Nach Absatz 2 Satz 2 ist der zur Ersatzversorgung gesetzlich verpflichtete Grundversorger berechtigt, für die Ersatzversorgung gesonderte allgemeine Preise zu veröffentlichen und für die Ersatzversorgung in Rechnung zu stellen. Allerdings dürfen die Preise der Ersatzversorgung von Haushaltskunden die Preise der Grundversorgung nicht übersteigen. Diese Regelung berücksichtigt nicht den Grundsatz der kostenverursachungsgerechten Preisbildung, dem gerade bei der Ersatzversorgung besondere Bedeutung zukommt.

Die Ersatzversorgung ist energiewirtschaftlich nicht langfristig planbar. Der zur Ersatzbelieferung verpflichtete Grundversorger weiß nämlich nicht bzw. kann gar nicht wissen, welche Letztverbraucher wann mit welchen Energiemengen für welchen Lieferzeitraum in der Ersatzversorgung von ihm beliefert werden. Daher muss er zur Erfüllung dieser Ersatzversorgungsaufgabe jederzeit und vor allem kurzfristig Energiemengen unterschiedlicher Größenordnungen für eine von vornherein nicht bestimmbar Anzahl von Ersatzversorgungskunden am Energiemarkt beschaffen können und zwar zu den Kosten, die zu diesem Zeitpunkt marktüblich sind. Dementsprechend muss der Grundversorger berechtigt sein, die hierdurch entstehenden Kosten über die Preise an die ersatzversorgten Letztverbraucher weiterzugeben. Anderenfalls würde eine sachlich nicht zu rechtfertigende Differenzierung zwischen Haushalts- und Nichthaushaltskunden eintreten, die zu einer Quersubventionierung der Ersatzversorgungspreise für Haushaltskunden führen würde.

3. In Absatz 1 sollte folgender Satz 3 (neu) eingefügt werden: „Tritt die Ersatzversorgung durch die Kündigung eines Bilanzkreisvertrags durch einen Übertragungsnetzbetreiber ein, so hat der Übertragungsnetzbetreiber die hiervon betroffenen Verteilernetzbetreiber und Grundversorger spätestens zwei Börsentage vor Eintritt der Ersatzversorgung zu unterrichten. Börsentag im Sinne dieser Regelung ist jeder Werktag, an dem an der Strombörse EEX, Leipzig, mit Energie gehandelt werden kann.“

Eine Ersatzversorgung bedeutet dann ein großes Risiko, wenn kurzzeitig viele Kunden davon betroffen sind. Dies ist typischerweise bei der Kündigung von Bilanzkreisverträgen durch den Übertragungsnetzbetreiber der Fall. Die Vorlauffrist ist erforderlich, damit der Ersatzversorger in einem liquiden Großhandelsmarkt Energie für die Ersatzversorgung beschaffen kann. Andernfalls müsste er unter Umständen extrem hohe Einkaufspreise hinnehmen, die er letztlich an die ersatzversorgten Kunden nicht weitergeben könnte, oder er würde gegen die Verpflichtung zur Deckung seiner Bilanz verstoßen, was im Extremfall durch die Kündigung seines eigenen Bilanzkreisvertrags durch den Übertragungsnetzbetreiber eine Gefährdung seiner wirtschaftlichen Existenz auslösen würde.

4. In § 38 Abs. 2 Satz 1 sind die Worte „spätestens aber drei Monate nach Beginn der Ersatzversorgung“ ersatzlos zu streichen.

§ 38 Abs. 2 Satz 1 sieht eine Befristung der Ersatzversorgung auf längstens drei Monate vor, da nach der Begründung zu § 38 das Ersatzversorgungsverhältnis angesichts seines Übergangscharakters zeitlich begrenzt sein soll. Ungeregt bleibt jedoch hier nach die Sach- und Rechtslage im Hinblick auf Energielieferungen, die nach Ablauf der befristeten Ersatzbelieferung bezogen werden, ohne dass zwischenzeitlich ein Versorgungsvertrag abgeschlossen worden ist. Der Gesetzgeber geht diesbezüglich offensichtlich davon aus, dass der ersatzversorgte Kunde innerhalb dieser Frist einen neuen Lieferanten gesucht, gefunden und mit diesem auch einen Energieliefervertrag abgeschlossen hat. Dass dies nicht unbedingt der Praxis entspricht, zeigt die bisherige Rechtsprechung zu Energielieferungen im vertragslosen Zustand mehr als deutlich.

Sollte jedoch die Ersatzversorgung spätestens nach drei Monaten enden, ohne dass sich der ersatzversorgte Kunde zwischenzeitlich um einen neuen Lieferanten bemüht hat oder er keinen gefunden hat, wäre der Grundversorger gehalten, beim zuständigen Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung die Sperrung der bis dahin ersatzversorgten Abnahmestelle zu beantragen, um ein ansonsten gesetzlich ungeklärtes Liefer- und Zahlungsrisiko zu vermeiden. Um diese für den Kunden negative Rechtsfolge zu vermeiden, ist es daher notwendig, gesetzlich zu bestimmen, dass die Ersatzversorgung unbefristet ist und erst dann endet, wenn der Kunde aufgrund eines neuen Energielieferungsvertrags beliefert wird.

§ 40 – Besondere Missbrauchsaufsicht der nach Landesrecht zuständigen Behörde

1. In Absatz 1 Satz 1 ist der Verweis auf § 39 Abs. 1 zu streichen.

Die Allgemeinen Preise, die der Missbrauchsaufsicht unterliegen, gibt es nur für die Lieferungen mit Elektrizität im Rahmen der Grundversorgung und der Ersatzversorgung. § 39 Abs. 1 ist eine Ermächtigungsgrundlage für den Erlass einer Rechtsverordnung, beschreibt aber kein eigenständiges Lieferverhältnis.

2. Absatz 2 Satz 1 ist ersatzlos zu streichen.

Die dem Kartellrecht entlehnten Regelbeispiele sind überflüssig, weil der nach Landesrecht zuständigen Behörde weitgehende Kompetenzen zur Durchsetzung eingeräumt werden. Insbesondere die Beweislastumkehr nach Absatz 2 Satz 1 Nr. 1 ist verfehlt. Sie nimmt die alte Rechtslage des § 103 Abs. 5 Nr. 2 GWB a. F. auf. Die strengere Missbrauchsaufsicht über die Energieversorgungsunternehmen hatte ihre Berechtigung allein in dem Umstand, dass geschlossene Versorgungsgebiete als Ausnahme zum Kartellverbot gesetzlich toleriert wurden. Seit dem Wegfall der Versorgungsmonopole und der Öffnung des Vertriebs für den Wettbewerb ist eine strengere Haftung des Grund- und Ersatzversorgers gegenüber sonstigen Lieferanten sachlich nicht zu rechtfertigen.

3. Absatz 3 ist ersatzlos zu streichen.

Das richtige Bemühen in Absatz 2 Satz 2, eine Doppelprüfung von Netznutzungsentgelten und Allge-

meinen Preisen zu vermeiden, wird nicht erreicht, wenn die parallele kartellrechtliche Kontrolle bestehen bleibt. Da die Befugnisse der Regulierungsbehörden auch nach der Begründung zu § 40 weiter gehen als die der Kartellbehörde, ergibt sich kein zusätzlicher Nutzen, bringt aber erhebliche rechtliche Unsicherheiten mit sich.

§ 42 – Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen

1. Absatz 2 ist ersatzlos zu streichen.

Die Verpflichtung, die Informationen zu Energieträgermix und Umweltauswirkungen mit den entsprechenden Durchschnittswerten der Stromerzeugung zu ergänzen, geht über die von der Elektrizitätsrichtlinie gestellten Anforderungen hinaus. Die zusätzlichen Informationen überladen die Stromrechnung und sind allenfalls ein Beitrag zur Intransparenz der Stromrechnung. Damit wird das angestrebte Ziel der verbesserten Verbraucherinformation nicht erreicht. Zudem würde die Rechnung einen Umfang annehmen, der sich kostentreibend auswirkt.

2. Absatz 3 ist ersatzlos zu streichen.

Wenn ein Anbieter seine Produktpalette diversifiziert, ist das aus Sicht des Wettbewerbs begrüßenswert. Die Forderung, für jedes dieser Produkte umfassende Informationen im Sinne des Absatzes 1 vorzuhalten, ist nicht praxistauglich. Klare und einfach verständliche Informationen werden kaum zu formulieren sein. Auch möchte kein Kunde sich durch einen Datendschungel kämpfen müssen, wenn er vor die Wahl gestellt wird, welches der Produkte am besten zu ihm passt. Die Anbieter werden die Diversifizierung ihrer Produkte zurückfahren, was unter wettbewerbspolitischen Gründen wiederum nicht wünschenswert ist.

3. Absatz 6 ist zu streichen.

Die getrennte Ausweisung von Netzzugangsentgelten auf der Rechnung an Letztverbraucher entspricht nicht den EU-Vorgaben und verursacht unangemessen hohen Abrechnungsaufwand.

§ 54 – Allgemeine Zuständigkeit

1. § 54 Abs. 1 ist wie folgt zu ändern: „Regulierungsbehörde im Sinne des Gesetzes sind die Regulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post und die Regulierungsbehörden der Länder. Die Zuständigkeit der Regulierungsbehörden der Länder richtet sich nach Landesrecht.“

Die Aufteilung der Behördenzuständigkeiten in der Energieregulierung zwischen Bundes- und Landesbehörden stellt einen Ausgleich dar, der die Notwendigkeit einer Zentralisierung einzelner Verwaltungsaufgaben aufnimmt und dem föderalen Aufbau der Bundesrepublik Deutschland entspricht. Satz 1 stellt diesen Grundsatz einer föderalen Regulierung auf. Eine solche föderale Regulierung hat sich insbesondere im allgemeinen Kartellrecht bei der Zuständigkeitsverteilung zwischen dem Bundeskartellamt und den Landeskartellbehörden bewährt. Sie entspricht auch der dezentralen Netzstruktur in Deutschland und ist Voraussetzung für einen möglichst schlanken und effizienten Aufbau der Regulierungsorganisation. Bei

den Bundesländern ist die notwendige fachliche Kompetenz bereits vorhanden.

2. **Als neuer Absatz 2 ist einzufügen: „Die Regulierungsbehörden der Länder sind zuständig, soweit nicht dieses Gesetz die Zuständigkeit der Regulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post zuweist.“**

Dieser Grundsatz der Zuständigkeitsverteilung entspricht dem Leitbild einer staatlichen Aufgabenwahrnehmung durch die Länder (Art. 30, 83 GG). Zugleich wirkt dieser Absatz als Auffangklausel, die verhindert, dass Aufgaben ohne Zuständigkeitszuweisung verbleiben. Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden der Länder bestehen demnach insbesondere für die Entflechtung (§§ 6 – 10) und die Regulierung des Netzbetriebs, insbesondere die §§ 20 – 28, soweit die Verteilernetze für Elektrizität und Gas betroffen sind.

3. **Als neuer Absatz 3 ist einzufügen: „Die Regulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post ist zuständig für die Durchführung der §§ 6 – 29 hinsichtlich der Übertragungsnetze, der Fernleitungsnetze nebst LNG-Anlagen und sonstigen Anlagen, die der Fernleitung dienen und für die Fernleitung erforderlich sind, und der vorgelagerten Rohrleitungsnetze.“**

Übertragungsnetze und Fernleitungsnetze sind typischerweise länderübergreifend. Dies rechtfertigt eine zentrale Regulierung der Entflechtung und des Netzbetriebs. Dies entspricht auch der Zuständigkeitsverteilung zwischen Bundeskartellamt und den Landeskartellbehörden im allgemeinen Kartellrecht.

4. **Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 4.**

Die Änderung ist Folge der Einfügung der Absätze 2 und 3.

§ 56 – Tätigwerden der Regulierungsbehörde beim Vollzug des europäischen Rechts

In der Überschrift und in den Sätzen 1 und 2 sind hinter dem Wort „Regulierungsbehörde“ jeweils die Worte „für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post“ einzufügen.

Die Änderungen sind Folge der Änderung in § 54 und weisen der Regulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post die Zuständigkeit im Rahmen des Tätigwerdens beim Vollzug des europäischen Rechts zu.

§ 57 – Zusammenarbeit mit Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten und der Europäischen Kommission

Hinter dem Wort „Regulierungsbehörde“ in Abs. 1 sind die Worte für „Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post“ einzufügen.

Die Änderung ist Folge der Änderung von § 54 und weist die Zuständigkeit für das Tätigwerden auf europäischer Ebene der Regulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post zu.

§ 58 – Zusammenarbeit mit den Kartellbehörden

1. **Absatz 3 ist wie folgt zu ändern: „Regulierungsbehörden und die nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen zuständigen Kartellbe-**

hörden wirken auf eine einheitliche und den Zusammenhang mit dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkung wahrende Auslegung dieses Gesetzes hin.“

Die Änderung ist eine Folgeänderung zu § 54.

2. **Absatz 4 Satz 1 ist wie folgt zu formulieren und ein neuer Satz 2 einzufügen: „Regulierungsbehörde und Kartellbehörde können Informationen austauschen, soweit dies zur Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben erforderlich ist. Vertrauliche Angaben, einschließlich Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, dürfen nur mit Zustimmung des Unternehmens übermittelt werden, das diese Angaben vorgelegt hat.“**

Der Austausch sensibler Daten zwischen den internationalen Energieregulierungsbehörden ist gemäß § 57 an strenge Kautelen gebunden. Vertrauliche Angaben dürfen sogar nur mit Zustimmung des betroffenen Unternehmens weiter gegeben werden. Es ist kein sachlicher Grund ersichtlich, weshalb die Anforderungen an den Datenschutz geringer sein sollten, wenn ausschließlich nationale Behörden beteiligt sind. Die Regelung in § 58 Abs. 4 S. 1 wird den Anforderungen, die das BVerfG im Volkszählungs-Urteil an die Wahrung des Grundrechts auf informationelle Selbstbestimmung aufgestellt hat, nicht gerecht.

Insgesamt dürfte sich die Unsicherheit über den Verbleib vertraulicher Daten negativ auf die Bereitschaft von Unternehmen auswirken, freiwillig Daten herauszugeben. So bietet § 71 Schutz nur in einem konkreten Verfahren.

§ 69 – Auskunftsverlangen, Betretungsrecht

Absatz 1 Satz 2 ist wie folgt zu fassen: „Gegenüber Wirtschafts- und Berufsvereinigungen der Energiewirtschaft gilt Satz 1 Nr. 1 und 3 entsprechend nur hinsichtlich deren Satzungen und Beschlüsse sowie Anzahl und Namen der Mitglieder, für die die Beschlüsse bestimmt sind.“

Der Vorschlag entspricht dem geltenden Wortlaut des § 59 Abs. 1 Nr. 3 GWB. Die Erstreckung auch auf die Tätigkeiten von Berufsverbänden eröffnet der Regulierungsbehörde den vollständigen Zugriff auf die gesamte Verbandstätigkeit. Die Mitglieder könnten keinerlei Anfragen mehr an ihren Verband richten, ohne fürchten zu müssen, dass Informationen oder Teile von Informationen aus dem Zusammenhang gerissen und in anderen Verfahren gegen sie verwandt werden könnten. Gerade durch den hohen Grad an Aufsichts- und Sanktionsinstrumenten gibt es keine unverdächtigen Daten mehr.

Die Unterwerfung der Wirtschaftsverbände unter den Zugriff der Regulierungsbehörde ist nur unter strenger Beachtung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes zulässig, da sie dem persönlichen Anwendungsbereich des EnWG nicht unterliegen.

Rechtsberatung als satzungsgemäße Aufgabe der Verbände wird im neuen Rechtsrahmen eine ganz zentrale Rolle einnehmen. Die Unternehmen vertrauen ihre Fragen den Verbänden in einer vergleichbaren Weise an wie Rechtsanwälten. Die Verbände sind ebenso zur Verschwiegenheit verpflichtet. Die bisherige Regelung in § 59 Abs. 1 Nr. 3 GWB stellt einen sachgerechten Kom-

promiss zwischen den Informationsinteressen der Aufsichtsbehörden und dem Rechtsgedanken des § 383 Abs. 1 Nr. 6 ZPO dar. Hieran ist festzuhalten.

§ 92 – Beitrag

§ 92 ist ersatzlos zu streichen.

Bei der nach § 92 vorgesehenen Finanzierung der Kosten der Regulierungsbehörde handelt es sich um eine verfassungsrechtlich unzulässige Finanzierungsabgabe. Es fehlt an einer nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts notwendigen sachgerechten Verknüpfung zwischen Belastungen und Begünstigungen. Von der danach erforderlichen „Gruppennützigkeit“ der Verwendung des Sonderabgabenaufkommens kann keine Rede sein. Der Verweis in der Begründung darauf, dass die Beitragsfinanzierung in anderen Branchen üblich sei, ist kein tragfähiges juristisches Argument und vermag die verfassungsrechtlichen Einwände nicht zu entkräften.

Eine Behörde, deren Tätigkeit keiner haushaltsmäßigen Kontrolle unterliegt, wird den aus ihrer Sicht notwendigen Regulierungsbedarf und den hierfür erforderlichen personellen und sachlichen Aufwand weit interpretieren. Die Gefahr der Selbstbedienung liegt insbesondere im Hinblick auf die Subdelegationsoption auf die Regulierungsbehörde nach § 92 Abs. 3 nahe. Im Ergebnis läuft dies mittelfristig darauf hinaus, dass der Netzbetrieb weitgehend planwirtschaftlichen Grundsätzen mit den sich daraus bekanntermaßen ergebenden Konsequenzen unterworfen werden wird.

§ 94 – Zwangsgeld

Satz 2 ist wie folgt zu ändern: „Die Höhe des Zwangsgelds beträgt mindestens tausend Euro und höchstens fünfundzwanzigtausend Euro.“

Das Zwangsgeld darf nach der allgemeinen Vorschrift des § 888 ZPO € 25.000 nicht überschreiten. Dieser Wert wird durch die Anordnung in § 94 um das 400-fache überschritten. Auch das nach dem Urheberrechtswahrnehmungsgesetz (WahrnG) maximal mögliche Zwangsgeld von € 100.000 beträgt gerade einmal 1 % dessen, was nach § 94 verhängt werden kann. Dieser Betrag steht außerhalb jeglicher Verhältnismäßigkeit und ist damit rechtsstaatswidrig.

§ 95 – Bußgeldvorschriften

Absatz 2 Satz 1 ist wie folgt zu ändern: „Die Ordnungswidrigkeit kann in den Fällen des Absatzes 1 Nr. 3 Buchstabe b), Nr. 4 und 5 Buchstabe b) mit einer Geldbuße bis zu fünfhunderttausend Euro, in den Fällen des Absatzes 1 Nr. 5 Buchstabe a) mit einer Geldbuße bis zehntausend Euro und in den übrigen Fällen mit einer Geldbuße bis zu einhunderttausend Euro geahndet. Die Geldbuße soll den wirtschaftlichen Vorteil, den der Täter aus der Ordnungswidrigkeit gezogen hat, übersteigen. Reichen die in Satz 1 genannten Beträge hierfür nicht aus, so können sie überschritten werden.“

Der Vorschlag beruht auf den Formulierungen in § 149 Abs. 2 TKG und der allgemeinen Vorschrift in § 17 Abs. 4 OWiG. Die Vorschrift im TKG zeigt, dass die geplante Mehrerlösabschöpfung, wie sie im neuen GWB geplant ist, in den regulierten Sektoren inadäquat ist. Völlig unangemessen ist auch die Höhe des Bußgeldes. Da der Gesetzgeber im TKG ein maximales Bußgeld von € 500.000

als ausreichend erachtet hat, spricht alles dafür, den Sektor Energieversorgung nicht schlechter zu behandeln.

§ 105 – Streitwertanpassung

Absatz 1 wird durch folgende Formulierung ersetzt: „Macht in einer Rechtsstreitigkeit, in der ein Anspruch nach dem § 32 geltend gemacht wird, eine Partei glaubhaft, dass die Belastung mit den Prozesskosten nach dem vollen Streitwert ihre wirtschaftliche Lage erheblich gefährden würde, so kann das Gericht auf ihren Antrag anordnen, dass der Streitwert auf einen ihrer Wirtschaftslage angepassten Wert, jedoch auf nicht über eine Million Euro begrenzt wird. Das Gericht kann die Anordnung davon abhängig machen, dass die Partei glaubhaft macht, dass die von ihr zu tragenden Kosten des Rechtsstreits weder unmittelbar noch mittelbar von einem Dritten übernommen werden.“

Der Vorschlag beruht auf der Stellungnahme des Bundesrates zur 7. GWB-Novelle (BR-Drs. 441/01/04, S. 26). Durch eine Streitwertbegrenzung für beide Parteien ist der Grundsatz der Waffengleichheit gewahrt.

Die in § 105 vorgesehene Streitwertspaltung in bürgerlichen Rechtsstreitigkeiten hat zur Folge, dass die begünstigte Partei nur ein reduziertes Kostenrisiko eingeht, weil sie im Unterliegensfall Gerichtsgebühren und generische Anwaltskosten nur nach dem reduzierten Streitwert erstatten muss. Obsiegt hingegen die begünstigte Partei, könnte ihr Anwalt beim Netzbetreiber die Anwaltskosten nach dem vollen Streitwert abrechnen. Damit würde ein zentraler Grundsatz des deutschen Zivilprozessrechts aufgegeben, dass die unterliegende Partei zumindest die notwendigen Kosten auch der Gegenseite tragen muss. Der Netzbetreiber bliebe bei der Berechnung nach einem gespaltenen Streitwert stets auf einem Teil seiner außergerichtlichen Kosten sitzen. Hierdurch könnten beträchtliche Beträge auflaufen, die ohne Verschulden des Netzbetreibers anfallen. Diese müssten konsequent als Kosten des Netzbetriebs auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden.

Das Prozesskostenrisiko hat überdies die Funktion, Prozessfluten zu verhindern. Mit der einseitigen Streitwertanpassung werden völlig falsche Signale gesetzt. Es besteht an dieser Stelle der konkrete Verdacht, dass ein Teil der Regulierungstätigkeit so auf Private verlagert werden soll. Die Regelung ist zudem nicht erforderlich. Wer mittellos ist, kann Prozesskostenhilfe beantragen.

§ 115 – Bestehende Verträge und § 116 – Bisherige Tarifkundenverträge

1. § 115 Abs. 2 ist ersatzlos zu streichen.
2. § 115 Abs. 3 Satz 3 ist wie folgt zu formulieren: „Verträge mit einer längeren Laufzeit sind spätestens 12 Monate nach Inkrafttreten der zu diesem Gesetz nach § 41 erlassenen Rechtsverordnung an die Vorschriften dieses Gesetzes anzupassen.“
3. In § 116 sind die Worte „die nicht mit Haushaltskunden im Sinne dieses Gesetzes abgeschlossen worden sind“, ersatzlos zu streichen.

Die in den §§ 115 und 116 enthaltenen Übergangsregelungen für bestehende Verträge und bisherige Tarifkundenverträge sind widersprüchlich. Nach der Übergangsregelung des § 115 Abs. 2 sollen bestehende Verträge über die Belieferung mit Energie im Rahmen der bis zum Inkrafttreten des neuen EnWG

bestehenden allgemeinen Versorgungspflicht, d. h. also nach § 10 Abs. 1 Satz 1 des geltenden EnWG, mit einer Laufzeit bis zum Ablauf von sechs Monaten unberührt bleiben, soweit sie die Voraussetzungen des § 310 Abs. 2 BGB erfüllen. Verträge mit längeren Laufzeiten sollen spätestens sechs Monate nach Inkrafttreten des neuen EnWG an die nach § 39 und § 41 dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen angepasst werden.

Verträge über die Belieferung mit Energie nach § 10 Abs. 1 Satz 1 des geltenden EnWG sind jedoch ausschließlich Tarifkundenverträge, und zwar sowohl mit Haushaltskunden als auch mit Nicht-Haushaltskunden. Diese Tarifkundenverträge sind nach Ablauf der Mindestlaufzeit von einem Jahr jederzeit nach §§ 32 Abs. 1 AVBEltV und AVBGasV mit einer Frist von einem Monat auf das Ende eines Kalendermonats kündbar. Die in § 115 Abs. 2 Satz 1 genannte, von Anpassungspflichten unberührte Laufzeitregelung bis zum Ablauf von sechs Monaten kann sich daher allenfalls auf bestehende Tarifkundenverträge beziehen, die sechs Monate vor Inkrafttreten des neuen EnWG abgeschlossen worden sind, mithin im Rahmen der Mindestlaufzeit von einem Jahr nach §§ 32 Abs. 1 AVBEltV und AVBGasV noch eine gesetzliche Mindestlaufzeit von sechs Monaten haben.

Im Zusammenhang mit bestehenden Tarifkundenverträgen geht im Weiteren der Verweis auf § 310 Abs. 2 BGB fehl. Denn diese Regelung stellt Verträge über die Versorgung von Sonderabnehmern mit Strom und Gas auf der Grundlage von Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Energieversorgungsunternehmen vom Anwendungsbereich der Klauselverbote der §§ 308 und 309 BGB frei, soweit diese Sonderverträge nicht zum Nachteil der Kunden von der AVBEltV und AVBGasV abweichen. Tarifkundenverträge, deren Inhalt bisher gesetzlich durch die AVBEltV und AVBGasV festgelegt wurden, erfüllen daher per se die Voraussetzungen des § 310 Abs. 2 BGB.

Des Weiteren ist eine generelle Anpassung bestehender Tarifkundenverträge an die nach §§ 39 und 41 des neuen EnWG zu erlassenden Rechtsverordnungen ausgeschlossen. Allenfalls kommt eine Anpassung bestehender Tarifkundenverträge mit Haushaltskunden an die Rechtsverordnungen nach § 39 des neuen EnWG über die allgemeinen Preise und Bedingungen der Grundversorgung in Betracht.

Eine Anpassung an die nach § 41 des neuen EnWG zu erlassende Rechtsverordnung kommt nur für bestehende Sonderkundenverträge mit Haushaltskunden in Betracht. Dem trägt die Übergangsregelung des § 115 Abs. 3 richtigerweise Rechnung, zumal an dieser Stelle der Verweis auf § 310 Abs. 2 BGB zutreffend ist. Ersatzlos zu streichen ist allerdings die Anpassung dieser Verträge an die nach § 39 des neuen EnWG zur Grundversorgung zu erlassende Rechtsverordnung.

Eine Anpassung bestehender Tarifkundenverträge mit Nicht-Haushaltskunden (z. B. Gewerbekunden) an die nach §§ 39 und 41 des neuen EnWG zu erlassenden Rechtsverordnungen kommt hingegen nicht in Betracht, da diese Rechtsverordnungen ausschließlich die Belieferung von Haushaltskunden in und außerhalb der Grundversorgung regeln.

Hinsichtlich bestehender Tarifkundenverträge mit Nicht-Haushaltskunden stellt sich sodann aber die Frage, wie die angedachten Bestimmungen des § 115 Abs. 2 und des § 116 zu verstehen und miteinander vereinbar sind. Denn nach § 116 sollen die §§ 10 und 11 EnWG sowie die AVBEltV und AVBGasV für bestehende Tarifkundenverträge, die nicht mit Haushaltskunden abgeschlossen worden sind, unabhängig von (Rest)Laufzeiten bis zum Beendigung bzw. Änderung dieser Verträge fort gelten.

Offensichtlich geht der Gesetzgeber davon aus, dass zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des neuen EnWG ebenfalls die nach § 39 vorgesehenen Rechtsverordnungen über die Gestaltung der allgemeinen Preise und Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden in Kraft treten und auf bestehende Tarifkundenverträge mit Haushaltskunden anzuwenden sind sowie das Außerkrafttreten der AVBEltV und AVBGasV bestimmt wird. Dies könnte erklären, warum ein Außerkrafttreten dieser Verordnungen – anders als der BTOElt – in Art. 5 Abs. 2 Nr. 4 des Entwurfs nicht vorgesehen ist.

Treten jedoch die Rechtsverordnungen nach § 39 nicht zeitgleich mit dem neuen EnWG in Kraft, bedeutet dies, dass die AVBEltV und AVBGasV mangels gesetzlichen Außerkrafttretens zunächst auch ohne ausdrückliche Übergangsregelung für bestehende Tarifkundenverträge mit Haushaltskunden weiter gelten.

Dies bedeutet aber weiterhin, dass Haushaltskunden, die erstmalig oder nach einem Umzug versorgt werden wollen, aufgrund des Außerkrafttretens des EnWG – und damit des § 10 Abs. 1 EnWG – keinen Versorgungsanspruch zu den Tarifkundenbedingungen der AVBEltV und AVBGasV mehr haben, sondern nur einen Anspruch auf Grundversorgung erheben könnten, deren Allgemeine Preise und Bedingungen jedoch zu diesem Zeitpunkt noch nicht durch Rechtsverordnung geregelt sind, obgleich der Grundversorger nach § 36 Abs. 1 diese zu veröffentlichen und danach Haushaltskunden zu versorgen hätte.

Vor diesem Hintergrund ist daher § 115 Abs. 2 ersatzlos zu streichen und – soweit ein zeitgleiches Inkrafttreten von EnWG und der Rechtsverordnungen nach § 39 über die Bedingungen und Preise nicht zu gewährleisten sein wird – die Übergangsregelung für bisherige Tarifkundenverträge nach § 116 auch auf bestehende Tarifkundenverträge mit Haushaltskunden so zu erweitern, dass die §§ 10 und 11 EnWG sowie die AVBEltV und AVBGasV bis zum Inkrafttreten der Rechtsverordnungen über die allgemeinen Preise und Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden fort gelten.

Art. 3 – Änderung sonstiger Gesetze und Rechtsverordnungen

Als neuer Absatz ist einzufügen: „Das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. August 1998 (BGBl. I 2546), zuletzt geändert durch Gesetz vom 20. Mai 2003 wird wie folgt geändert:

Nr. 1: In § 65 Abs. 1 Nr. 2 sind die Worte „dies gilt nicht für Verfügungen nach § 32 in Verbindung mit § 19 Abs. 4, die die missbräuchliche Ausnutzung einer

marktbeherrschenden Stellung bei Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen betreffen“ ersatzlos zu streichen.

Nr. 2: § 130 Abs. 3 ist ersatzlos zu streichen.“

Die Änderungen sind erforderlich, um eine Doppelzuständigkeit von Regulierungsbehörde und Kartellbehörde zu verhindern. Das EnWG stellt eine bereichsspezifische Missbrauchsaufsicht bereit, die der Regulierungsbehörde im Verhältnis zur Kartellbehörde weiter gehende Aufgaben und Befugnisse einräumt. Die exklusive Anwendung des EnWG muss daher durch Konfliktnormen wie § 111 eindeutig und zweifelsfrei sichergestellt werden.

Köln, den 22. November.2004

Themengliederung des BT-Wirtschaftsausschusses für die Anhörung am 19.11.2004

Block 1: Allgemeine Themen

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

Die Kompetenzen bei der Wahrnehmung von Regulierungsaufgaben müssen sachgerecht auf Bund und Länder verteilt werden. Dies entspricht dem föderalen Aufbau der Bundesrepublik Deutschland und der dezentralen Netzstruktur mit 1500 Netzbetreibern. Die zukünftige Regulierung örtlicher Verteilnetze muss, wie die bisherige Energie, Preis- und Kartellaufsicht, Aufgabe der Länder sein.

Die Verteilung der Kompetenzen auf Bund und Länder vermeidet das Entstehen zusätzlicher Personal- und Sachkosten beim Aufbau einer bei der RegTP angesiedelten zentralen Regulierung und trägt damit dem politischen Ziel einer möglichst schlanken Regulierung Rechnung. Sie gewährleistet darüber hinaus, dass der bei den Ländern auf Grund langjähriger Erfahrungen bestehende Sachverstand beim Vollzug der Regulierung wirksam genutzt wird.

2. Name der Behörde (-)

3. Status der Behörde - Grad der Unabhängigkeit

Ziel der Regulierung soll die Ermöglichung wirksamen Wettbewerbs auf den dem Netzbereich vor- und nachgelagerten Märkten sein. Dies muss unter strikter Beachtung der Ziele des neuen Energiewirtschaftsgesetzes insgesamt geschehen. Deshalb muss auch die gleichrangige Verfolgung einer weiterhin sicheren Energieversorgung Maßstab des Handelns der Regulierungsbehörden sein. Der Fokus regulativer Eingriffe darf daher nicht vorwiegend auf die Prüfung möglichst geringer, investitions-hemmender Entgelte ausgerichtet werden.

Die gegenwärtige Diskussion über die Höhe der Strom- und Gaspreise und die daraus abgeleiteten Erwartungen an die Regulierung erwecken den Eindruck, dass die zukünftige Regulierungstätigkeit vorrangig für die Gestaltung und Höhe der Netznutzungsentgelte politisch in die Pflicht genommen werden soll. Im Interesse einer dauerhaften Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf qualitativ hohem Niveau als einer der wesentlichen Grundlagen für die Sicherung des Wirtschaftsstandortes Deutschland wären derartige politische Vorgaben abzulehnen. Zur Wahrung der Unabhängigkeit muss daher der Handlungsrahmen der Regulierungsbehörden abschließend durch Gesetz und Verordnungen festgelegt werden.

Nur eindeutige rechtliche Vorgaben bieten Gewähr für politisch unabhängiges Handeln der Regulierungsbehörden.

4. Ex-ante/ex-post-Aufsicht

Der VKU fordert eine normierende Regulierung, die den kommunalen Energieversorgungsunternehmen sowohl Rechtssicherheit als auch gleichzeitig die notwendigen unternehmerischen Gestaltungsspielräume gewährt. Das Regulierungssystem für die Energiewirtschaft wird auf drei Säulen aufbauen: das Kalkulationsverfahren, das Vergleichsverfahren sowie die Anreizregulierung.

Das Kalkulationsverfahren bestimmt, nach welchem betriebswirtschaftlichen Konzept Netznutzungsentgelte ermittelt werden. Das Vergleichsverfahren bestimmt den Maßstab für die Angemessenheit der Höhe der Netznutzungsentgelte. Die Ausgestaltung der Anreizregulierung wird festlegen, wie sich Effizienzfortschritte auch in der Energiewirtschaft verankern lassen. Der VKU fordert eine sachgerechte und funktionsfähige Ausgestaltung dieser **drei Säulen der Entgeltkalkulation**. In diesem Kontext ist die Frage, ob es sich dabei um eine ex ante- oder ex post-Aufsicht handelt, kein Postulat, das für sich steht. Wichtiger ist, dass Kalkulationsverfahren, Vergleichsverfahren und Anreizregulierung als gesamtes System betrachtet werden und **nicht in Einzelemente aufgespalten** werden, die nicht zusammenpassen und ein nicht-funktionierendes Regulierungsregime beschreiben. Wer eine Anreizregulierung will, kann keine ex post-Aufsicht fordern. Wer gleichermaßen eine ex ante-Genehmigung der Netznutzungsentgelte fordert, muss bedenken, dass dieses bei 1.500 Netzbetreibern nicht durch eine schlanke zentrale Regulierungsbehörde zu bewerkstelligen ist, sondern dieses nur unter Zuhilfenahme föderaler Regulierungsstrukturen möglich sein kann.

5. Vergleichsmarkungsverfahren

Einem Vergleich von Netzbetreibern untereinander will der VKU sich nicht verschließen. Allerdings muss das **Vergleichsverfahren** so ausgestaltet sein, dass den **strukturellen Unterschieden** zwischen den Netzbetreibern ausreichend **Rechnung getragen** wird. Ein Vergleich auf Basis nur eines einzigen Merkmals (Kosten pro km Leitungslänge), wie in der StromNEV vorgesehen, ist nicht sachgerecht.

Abgelehnt wird die Beurteilung der Kosten und Erlöse von deutschen Netzbetreibern auf Basis der Kosten und Erlöse europäischer Netzbetreiber, ohne differenzierte Betrachtung der regionalen Gegebenheit (Personalkosten, Auslastung, Versorgungsqualität, Marktstruktur).

In diesem Zusammenhang ist gerade auch die Vermutungsregel energiewirtschaftlich nicht rationeller Betriebsführung, die im EnWG-E verankert wurde, problematisch. Nicht nur werden die Netzbetreiber einem völlig unsachgemäßen Vergleichsverfahren unterzogen, sie müssen darüber hinaus selbst beweisen, dass sie im Vergleich mit anderen Netzbetreibern nicht unwirtschaftlich handeln. Dieser Beweis ist schon aufgrund der fehlenden Daten der Vergleichsunternehmen nicht zu erbringen. Der VKU fordert deshalb eine **Abschaffung** der die Netzbetreiber benachteiligenden **Beweislastumkehr**.

Es ist wichtig, dass dieser Kern des Vergleichsmarkts so beschrieben wird, dass die bisherigen Erfahrungen und Erkenntnisse einfließen. Auch eine häufige Änderung der Verordnung könnte so vermieden werden.

Eine der wichtigsten neuen Erkenntnisse der letzten zwei Jahre betrifft den Grad, zu dem die Absatzdichte in allen Spannungsebenen die Kosten und damit die Netzentgelte beeinflusst. Diese Erkenntnis führte zu Vorschlägen, diesen wichtigen Kostentreiber für die Definition der Strukturklassen zu nutzen. Seine Kosten treibende Funktion geht aber über die Definition von Strukturklassen hinaus. Dies muss bei der Bewertung innerhalb der Strukturklassen berücksichtigt werden

Schließlich ist eine komplett isolierte Betrachtung von Netz- und Umspannebenen nicht sachgerecht, denn Spannungsebenen sind keine Geschäftseinheit, sondern werden als ganzheitliche Unternehmensaufgabe gemeinsam optimiert. Planung, Ausschreibung und Optimierung von Vorhaben erfolgt spannungsebenenübergreifend entsprechend der Versorgungsaufgabe und nicht in Einzeloptimierung. Eine Effizienzsteigerung ist nicht als isolierte Aufgabe je Spannungsebene anzusehen, sondern auf die gesamte Versorgungsaufgabe des Unternehmens zu beziehen.

6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Der VKU fordert bei der Einführung einer Anreizregulierung die gesetzliche Verankerung folgender Eckpunkte Berücksichtigung:

- a) der besonderen Rahmenbedingungen der deutschen Energiewirtschaft im Vergleich zum Ausland
- b) einer Mindestrendite für Eigenkapitalgeber in Höhe der langfristig durchschnittlichen Rendite langfristiger fest verzinslicher Wertpapiere
- c) von Versorgungsqualitätsstandards
- d) der Unternehmensgröße i. R. eines Benchmarkingverfahrens Gewährleistung:
- e) einer realitätsnahen, konsistenten und robusten Effizienzermittlung als Basis der regulatorischen Vorgaben
- f) von Anreizen zum spartenübergreifenden Netzquerverbund
- g) eine hohe Transparenz hinsichtlich der angewendeten Methoden
- h) der Überprüfbarkeit der Effizienzermittlung durch die betroffenen Netzbetreiber

Der VKU fordert eine Regulierung mit Augenmaß. Ein **funktionsfähiges Modell für eine Anreizregulierung des deutschen Energiemarktes** ist derzeit nicht bekannt. Insbesondere sollte kein der Anreizregulierung vorgeschaltetes Benchmarkingverfahren zur Anwendung kommen, dass nicht zuvor auf Basis empirischer Daten und simulierter betriebswirtschaftlicher Modellrechnungen geprüft wurde. Bedingt dadurch, dass diese empirische Basis derzeit nicht verfügbar ist, fordert der VKU, dass das **Benchmarkingverfahren auf Basis der von der Regulatorbehörde erhobenen Daten** im Dialog mit den Energiewirtschaftsverbänden erfolgt. Der VKU bietet seine Mitarbeit an der Ausgestaltung eines praktikablen Anreizregulierungsverfahrens an.

7. Garantie von Versorgungsqualität: Investitionen (Sicherstellung, dass notwendige Investitionen getätigt werden/ggfs. befristete Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung)

Erforderlich ist ein Konsens mit den Kunden über das gewünschte Niveau der Versorgungsqualität. Dabei ist insbesondere der volkswirtschaftliche Nutzen einer hochwertigen Versorgung als Standortfaktor zu bewerten. Angesichts der Lebensdauer der Netze muss Versorgungsqualität langfristig betrachtet und nachhaltig gewährleistet werden. Ein kurzfristiges Ausnutzen vorhandener Netzreserven kann nicht zum Langfristkonzept für Versorgungssicherheit erhoben werden. Eine einmal abgesunkene Versorgungsqualität kann nur durch jahrelange erhebliche Investitionen allmählich wieder messbar gesteigert werden.

Bei einer Netzpreisregulierung müssen vorgegebene Standards zur Versorgungsqualität, die Anerkennung von daraus resultierenden Kosten und ggf. Sanktionen bei Nichteinhaltung für Netzbetreiber zwingend in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander stehen.

Eine hohe Versorgungsqualität bedingt neben einer soliden Netzinfrastruktur auch qualifiziertes, erfahrenes und gut organisiertes Personal.

Die in Deutschland im Vergleich zum Ausland höhere Versorgungsqualität schlägt sich – neben wirtschaftlichen, politischen und soziokulturellen Unterschieden – in tendenziell höheren Netzentgelten nieder.

Die ausländischen Stromausfälle in jüngster Vergangenheit haben verdeutlicht, dass Versorgungszuverlässigkeit nicht nur netzabhängig ist. Es müssen auch hinreichend große und geeignete Erzeugungskapazitäten an Orten zur Verfügung stehen, die im bestehenden Netz den Stromtransport zu den Verbrauchern zulassen. Auch Änderungen der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen stellen das Netz durch Änderungen im Lastfluss vor neue Herausforderungen und können die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen.

Geeignete regulatorische Maßnahmen zur Sicherstellung einer erwünschten Versorgungsqualität können erst dann spezifiziert werden, wenn

- die Instrumente zur Regulierung der Netzentgelte feststehen,
- das (gesellschaftlich akzeptierte) Niveau der Versorgungsqualität in Deutschland umfassend bekannt ist und
- der Zusammenhang zwischen Versorgungsqualität und Netzkosten erarbeitet wurde.

8. Haftungsregelung

Haftungsregelungen für Netzbetreiber und Energieversorger müssen die typischen Risiken der leitungsgebundenen Energieversorgung im Interesse möglichst kostengünstiger Netznutzungsentgelte und Energiepreise angemessen berücksichtigen. Die Energieversorgung in einem weitgehend vermaschten und hochtechnisierten Leitungssystem kann dazu führen, dass bereits geringste, nie auszuschließende menschliche Fehler nicht vorhersehbare Schadensfolgen auslösen können. Eine uneingeschränkte Haftung der Netzbetreiber und Energieversorger für dieses unkalkulierbare Risiko ist für Vermögensschäden überhaupt nicht und für Sachschäden kaum versicherbar. Hohe Versicherungsprämien oder Rückstellungen für nicht versicherbare Vermögensschäden würden daher zu Kostenbelastungen führen, die dem gesetzlichen Ziel an einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung zuwider laufen.

Die Haftung der Netzbetreiber und Energieversorger für Sach- und Vermögensschäden, die durch Unterbrechungen oder Unregelmäßigkeiten der Energieversorgung entstehen, muss daher auch weiterhin im Einklang mit der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt und der Höhe nach begrenzt bleiben.

9. Transparenz

Die Bereitstellung vieler Daten – z. T. noch binnen sehr kurzer Fristen – ist ein erheblicher Kostenfaktor und ineffizient, sofern nicht durch einen entsprechenden Nutzen gerechtfertigt. Der VKU fordert wegen des hohen Arbeitsaufwands und der wettbewerbsrelevanten Sensibilität der Daten eine deutliche **Reduzierung der Pflichten des Netzbetreibers zur Veröffentlichung von Daten bzw. Bereitstellung an Marktpartner**.

Ziel der Datentransparenz kann nur in der Chancengleichheit bei der Verbesserung der Marktmechanismen im Großhandel für Strom und Erdgas gesehen werden. Hierzu erforderliche Daten müssen allen Marktpartnern zur Verfügung stehen und sind daher stetig aktualisiert zu veröffentlichen. Eine Kontrolle der Netznutzungsentgelte erfolgt durch die Regulierungsbehörde, die ohnehin Zugriff auf alle relevanten Daten beanspruchen kann. Eine Datentransparenz gegenüber der Öffentlichkeit ist hierfür nicht erforderlich und z. T. kontraproduktiv.

Ferner ist die Sensibilität der Daten zu berücksichtigen: Auch Netzbetreiber haben Anspruch auf Schutz von Geschäftsgeheimnissen. Zu den schützenswerten Daten gehören neben kundenbezogenen Daten auch solche, die Rückschlüsse auf die Kostensituation des Netzbetreibers zulassen, denn auch Netzbetreiber stehen im Wettbewerb, wie die Thematik der Direktleitungen und der Arealversorgung zeigen.

10. Energieeffizienz

Der Begriff „Energieeffizienz“ ist in den EU-Beschleunigungsrichtlinien nur vereinzelt - etwa in Artikel 7 Abs. 1 der EU-Beschleunigungsrichtlinie Elektrizität - erwähnt. Auch im Regierungsentwurf gibt es kaum einen **direkten** Anknüpfungspunkt an das Thema Energieeffizienz.

Wesentlich detaillierter wird das Thema Energieeffizienz vom sog. Energieinfrastrukturpaket der EU-Kommission vom 10. Dezember 2003 ausgestaltet. Hier ist insbesondere der Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen (EDL-Richtlinienvorschlag) zu nennen. Dieser hat zum Ziel, die Mitgliedstaaten der EU zum Energiesparen zu verpflichten, indem Energiedienstleistungen verpflichtend gemacht werden. Es fragt sich aber, weshalb nach diesem Vorschlag Netzbetreiber zum Angebot von Energiedienstleistungen verpflichtet werden sollen. Bedenkt man, welcher hoher Aufwand bei der Entflechtung der Netze betrieben wird, um die teils sehr strengen Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinien einzuhalten, wird man davon auszugehen haben, dass sich die Einbeziehung von Netzbetreibern in den EDL-Richtlinienvorschlag mit den Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas nicht vereinbaren lässt, sondern die dort festgeschriebenen Entflechtungsvorgaben, das sog. Unbundling, geradezu konterkariert. Zudem sind die Begrifflichkeiten des Richtlinienvorschlages in vielfältiger

Hinsicht nicht kompatibel mit denjenigen der Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas.

11. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Eine Liberalisierung des Messwesens wird vom VKU abgelehnt, denn ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen ist nicht zu erkennen.

Viele Funktionen des Datenmanagements müssten bei einer Liberalisierung des Zählerwesens bei anderen Marktteilnehmern zusätzlich aufgebaut und bezahlt werden, ohne dass sie beim Netzbetreiber entfallen könnten.

Die mit der Liberalisierung des Messwesens verbundene Vervielfachung der Akteure und Schnittstellen würde zu wesentlichen Erschwernissen und Fristverlängerungen bei der Bilanzierung und Abrechnung führen. Das stabile Funktionieren des liberalisierten Strommarktes und des liberalisierten Erdgasmarktes wäre damit insgesamt gefährdet. Der Prozess des Datenaustauschs und der Mengenzuordnung ist ohnehin sehr schwer flächendeckend zu installieren, und wäre durch eine Liberalisierung des Messwesens fast unkontrollierbar. Außerdem ist zu beachten, dass nach dem Grundsatz „Der Verkäufer stellt die Waage“ der Netzbetreiber das Recht haben muss, die von ihm erbrachte Transportdienstleistung selbst messtechnisch zu erfassen.

12. Unbundling

a) Keine weiteren Verschärfungen gegenüber EU-Richtlinie (Senkung de-minimis-Klausel; Vorziehen des Umsetzungstermins für das gesellschaftsrechtliche Unbundling).

Sinkt oder fällt die de-minimis-Schutzklausel, ist davon auszugehen, dass damit Weichenstellungen für einen forcierten (politisch ggf. unbeabsichtigten) Marktkonzentrationsprozess erfolgen. Bisher unternehmerisch (weitgehend) unabhängige und als energienachfragende Wettbewerber sowie als preisgünstige Anbieter agierende Stadtwerke würden durch exorbitante Unbundlingkosten in eine betriebswirtschaftlich gegenüber den Eigentümern nicht mehr darstellbare Situation gedrängt. (Zahl der betroffenen Unternehmen derzeit incl. Konzernklausel ca. 290-300; sinkt die de-minimis-Grenze auf 25-30.000 – wie von BDI und VIK propagiert- steigt die Zahl auf ca. 560-580 VKU-Mitgliedsunternehmen)

b) Keine Ausweitung des Leitungskreises gemäß § 8 (2) 1

Zu den Personen, die mit Leitungsaufgaben für den Netzbetreiber betraut sind, zählen abschließend: die Geschäftsführung und die Bereichsleitung (Prokuristenebene). Nationaler Gesetzgeber ginge mit den derzeitigen Vorgaben über die Interpretation der EU-RL hinaus.

c) Keine Adressierung weiterer Personengruppen. Die in Absatz 2 Nr. 2 und 3 getroffenen Regelungen der personellen Trennung stellen eine wesentliche Verschärfung der EU-Vorgaben dar.

- Es ergeben sich vielfältige Probleme bei dem Versuch, die „wesentlichen Tätigkeiten“ abzugrenzen, die in einer Netzgesellschaft anzusiedeln sind.
- Bei den „sonstigen Tätigkeiten“ bestehen klärungsbedürftige arbeits- und haftungsrechtliche Probleme

(Keine gerichtsfeste Organisationsstrukturen; Mitarbeiter dienen vielfach zwei Chefs).

- d) **Anforderungen an Datentrennung begrenzen;** Präzisierung von „wirtschaftlich sensiblen Daten“ gemäß § 9 Absatz 1 ggf. sinnvoll.

Weitgehende Anforderungen für Datentrennung bzw. ein „weitgehendes Verständnis“ von „wirtschaftlich sensiblen Informationen“ bedingt erheblichen IT-Systemaufwand bzw. hohe Investitionen und Prozessanpassungs-aufwände; hier liegt ein zentraler Schlüssel für die Unbundling- Mehrkosten.

- e) **Zumutbarkeitsklausel (§ 9 Verwendung von Informationen)** unmittelbar im Gesetz aufnehmen. Aus Gründen der erhöhten Rechtssicherheit sollte diese Regelung in den Gesetzestext überführt werden.

Derzeit ist weiterhin unklar, wie die Anforderungen für die Geschäftsprozesse an der Schnittstelle Vertrieb/Netz konkret aussehen. Dementsprechend gibt es noch keine IT- Systeme am Markt, die die noch nicht formulierten Anforderungen abbilden. Wenn ein klarer Rechtsrahmen besteht, ist ein mehrjähriger Zeitraum erforderlich, um entsprechende Systeme im Tagesgeschäft einzusetzen.

- f) **„Erweiterung der „Steuerneutralität“** gemäß § 6 Absatz 2.

Ein freiwilliges gesellschaftsrechtliches Unbundling sollte nicht benachteiligt werden. Auch hier sollte die Übertragung von Wirtschaftsgütern ertrags- und grunderwerbsteuerneutral ermöglicht werden.

Auf Antrag sollte die Möglichkeit der steuerneutralen Übertragung zugestanden werden, wenn Unternehmen auf freiwilliger Grundlage eine rechtliche und operationelle Entflechtung nach den §§ 7 und 8 vornehmen.

Neben der Übertragung von Strom- und Gasnetzen auf die Netzbetriebsgesellschaft soll auch die Möglichkeit bestehen, andere Sparten des kommunalen Querverbundes mit einzubeziehen. Dies betrifft insbesondere die Möglichkeit der Übertragung von Wasser- und Fernwärmenetzen auf die Netzbetriebsgesellschaft, der die Strom- und Gasnetze zugeordnet sind.

Ist diese Möglichkeit nicht gegeben, besteht die Gefahr der Zerschlagung von Synergien für Stadtwerke, die als mittlere und kleine Unternehmen auf die Ausschöpfung von Synergien auf örtlicher bzw. regionaler Ebene angewiesen sind.

Begrenzung eines steuerneutralen Gestaltungszeitraums für die Umsetzung des Unbundling in mehreren Organisationsakten auf 5 Jahre. Die Steuerneutralität sollte ggf. auch mit rückwirkender Geltung zum 01.01.05 wirksam werden, insofern die Verteilnetzbetreiber früher als gesetzlich gefordert Übertragungen vornehmen und den Netzbetrieb ausgliedern. Eine Steuerneutralität sollte auch über den 01.07.07 bestehen, insofern dies aus Sicht der Steuerpflichtigen zu einer Verbesserung der Organisationsstruktur führt.

13. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Die Befugnisse der Regulierungsbehörden sind weder im EnWG selbst noch in den Verordnungen noch in

den bisher vorliegenden Rechtsverordnungen unmissverständlich geregelt und bedürfen dringend der Klärung durch den Gesetzgeber.

Nach den für sämtliche behördlichen Verfahren geltenden Vorschriften des 8. Teils des EnWG entscheiden die Regulierungsbehörden ausschließlich durch Verwaltungsakte, die zu begründen und zuzustellen sind. Verwaltungsakte sind das richtige rechtliche Instrument, konkrete Einzelfälle zu regeln. Das können Beanstandungen oder einzelne Vertragsregelungen gegenüber *einem* Netzbetreiber sein. Als besondere Form des Verwaltungsaktes wäre auch noch an eine sog. „Allgemeinverfügung“ zu denken. Durch Allgemeinverfügung kann ein und derselbe Sachverhalt gleichförmig gegenüber einer Vielzahl von Adressaten einheitlich geregelt werden. Ein Beispiel für eine Allgemeinverfügung ist das Verkehrsschild (z. B. Stoppschild), das für alle Verkehrsteilnehmer eine einheitliche Regelung für einen bestimmten Ort trifft. Hingegen müssen Regelungen für nur vergleichbare Sachverhalte, die einheitlich für eine Vielzahl von Empfängern verbindlich gelten sollen, durch Gesetz (Parlamentsgesetz, Verordnung) festgelegt werden.

Betrachtet man nun die Ziele, die der Gesetz- und Verordnungsgeber verfolgt, soll die Regulierung als „lernendes System“ ausgestaltet werden. So soll im Rahmen der Entgeltregulierung die Regulierungsbehörde befugt werden, durch Verwaltungsakt die generellen Kalkulationsgrundsätze gegenüber jedem einzelnen Netzbetreiber festzusetzen (§ 30 StromNEV). Damit unterscheidet sich dieser Sachverhalt entscheidend von dem Beispiel mit dem Stoppschild. Statt für eine unbestimmte Vielzahl von Adressaten eine *identische* Verkehrssituation gleich lautend zu regeln, werden für jeden Netzbetreiber dieselben Kalkulationsgrundsätze aufs Neue erlassen. Die allein richtigen Regelungsinstrumente sind Parlamentsgesetz und Verordnung. Gleiches gilt auch für die geplante Vertragsstandardisierung. Richtigerweise sind auch bisher die AGB-Regelungen durch Gesetz (AGBG, BGB, AVBEltV, AVBGasV) und nicht durch Verwaltungsakte geregelt worden.

Gesetzesvertretende Verwaltungsakte sind wegen Formenmissbrauchs rechtswidrig und unterliegen der Aufhebung durch die Gerichte. Der Gesetzgeber muss seiner Verantwortung gerecht werden. Er muss selbst und abschließend die allgemeinen Regelungen treffen. Lediglich die Einzelfallentscheidungen können den Regulierungsbehörden übertragen werden. Anders als im Telekommunikationsbereich unterliegt nicht nur ein einziger marktbeherrschender Netzbetreiber der Regulierung, sondern eine große Vielzahl. Dies verlangt einen anderen Regulierungsansatz.

Völlig verfehlt ist zudem die Option für die Regulierungsbehörde, durch Verwaltungsentscheidung die in der höherrangigen Netzentgeltverordnung festgeschriebene Strukturklasse Ost/West aufzuheben.

14. Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

Welche Regelungen im EnWG und welche in den jeweiligen Rechtsverordnungen geregelt werden, beurteilt sich nach den Vorgaben, die das BVerfG im Rahmen seiner „Wesentlichkeitsrechtsprechung“ entwickelt hat. Danach müssen die wesentlichen Fragen im Gesetz geregelt werden. Wesentlich ist, was grundrechtsrelevant ist. Hierzu gehören die zentralen Fragen des Netzzugangs und der

Entgeltregulierung. Beide Komplexe betreffen maßgeblich den durch die Berufsausübungsfreiheit durch Art. 12 GG geschützten eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb. Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass das Vergleichsverfahren in das grundrechtlich geschützte Eigentum eingreift.

Eine der zentralen Fragen, die noch überhaupt nicht berücksichtigt worden sind, betrifft die gerechte Verteilung des Ausfallrisikos von Netznutzungsentgelten. Bisher muss der Verteilnetzbetreiber das Risiko allein tragen, ohne diesen Ausfall den Forderungen vorgelagerter Netzbetreiber aus der Kostenwälzung entgegensetzen zu können. Der VKU hat hierzu folgenden Vorschlag unterbreitet:

Bei Zahlungsverzug ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, den auf die gewälzten Entgelte des vorgelagerten Netzbetreibers entfallenden Anteil diesem gegenüber einzubehalten. Das Einbehaltungsrecht im Sinne von Satz 1 steht jedem Netzbetreiber hinsichtlich der auf ihn gewälzten Netznutzungsentgelte zu. Jeder Netzbetreiber kann den auf sein Netznutzungsentgelt entfallenden Anteil unmittelbar gegenüber dem Netznutzer geltend machen.

Block 2: Themenschwerpunkt Strom

1. Kalkulation der Netznutzungsentgelte

Der VKU fordert die gesetzliche Verankerung der kostenorientierten Entgeltbildung auf Basis der Nettosubstanzerhaltung sowie eine vollständige Beschreibung der Eckpunkte der Nettosubstanzerhaltung in der StromNEV.

Substanzerhaltungskonzepte sind in zahlreichen Branchen die gängigen Methoden zur Preiskalkulation. Die Nettosubstanzerhaltung unterscheidet sich von der Realkapitalerhaltung im Wesentlichen durch die Art und Weise, wie inflatorische Entwicklungen berücksichtigt werden. Die Realkapitalerhaltung fokussiert ausschließlich auf die Kaufkraft eines Investors, indem sie dem Eigenkapitalgeber eine nominale Verzinsung gewährt. Für die Erhaltung der Substanz von Netzen (z.B. Kabel oder Schaltanlagen) ist die Wertentwicklung von z.B. Gütern des täglichen Bedarfs relativ unerheblich. Deshalb berücksichtigt die Nettosubstanzerhaltung für den eigenkapitalfinanzierten Teil des Anlagevermögens explizit die Wertentwicklung der im Unternehmen eingesetzten Anlagegüter bei den Abschreibungen und nicht pauschal mittels Nominalverzinsung des Eigenkapitals und ist deshalb der genauere und im Sinne der Versorgungssicherheit bessere Ansatz.

Es wurde wirtschaftswissenschaftlich nachgewiesen, dass Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung über einen gesamten Investitionszyklus zu gleichen Ergebnissen führen. Allerdings unterscheiden sich beide Systeme hinsichtlich der Höhe der Kapitalrückflüsse bei einer Zeitpunkt Betrachtung. Bei der Realkapitalerhaltung entstehen am Anfang einer Investitionsperiode höhere Kapitalkosten, bei der Nettosubstanzerhaltung steigen die Kapitalrückflüsse i.d.R. zum Ende einer Investitionsperiode an. Deshalb können die Netzentgelte bei einer Zeitpunkt Betrachtung je nach Alterstruktur der Netze bei beiden Methoden unterschiedlich hoch sein.

Die CDU fordert keine Festlegung auf eine bestimmte Kalkulationsmethodik (Nettosubstanzerhaltung oder Realkapitalerhaltung). Es soll lediglich der grundsätzliche Anspruch der Kapitalgeber auf eine risiko- und kapital-

marktorientierte Verzinsung des eingesetzten Kapitals vorgesehen werden. Als Maßstab für die Angemessenheit der Netzentgelte werden die Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung (KEL) angesetzt.

Dieser Grundsatz entspricht den Regelungen des Telekommunikationsgesetzes (§§ 31-38 TKG). Im Telekommunikationsbereich werden, wie auch für den Energiesektor vorgeschlagen, die Entgelte ex ante genehmigt. Die Entgelte dürfen dabei die Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung nicht überschreiten. Die tatsächlichen Kosten eines Unternehmens sind zwar vorzulegen, aber nicht mehr Maßstab der Entgeltgenehmigung.

Für Personal- und Sachkosten wird eine Prozesskostenrechnung zugrunde gelegt. Bei den Abschreibungen erfolgt zwar eine Ermittlung zu Tagesneuwerten, allerdings wird nicht auf das tatsächliche Netz des Unternehmens, sondern auf ein Modellnetz als Bewertungsbasis zurückgegriffen.

Der KEL-Ansatz ist in mehrfacher Hinsicht für die Energiewirtschaft nicht praktikabel. Dieses scheint auch die Bundesregierung so zu sehen, denn im EnWG-E ist nicht von den Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung die Rede. Stattdessen wird der ähnlich klingende, aber rechtlich unbestimmte Begriff der „kosteneffizienten Leistungsermittlung“ verwendet.

Der KEL-Ansatz ist auf die Regulierung nur weniger Unternehmen in einer Branche ausgelegt. Bei jedem Genehmigungsverfahren wird ein intensiver Diskussionsprozess mit der RegTP vollzogen. Es muss quasi der kalkulatorische Ansatz jeder einzelnen, von der Telekom verlegten Leitung mit der RegTP diskutiert werden, da die Modellnetzbetrachtungen i.d.R. unzureichend sind. Die dem Modellnetz zugrunde liegende Systematik wird im Übrigen auch gegenüber dem Netzbetreiber nicht offen gelegt, sondern lediglich die Ergebnisse der Modellnetzbetrachtung präsentiert. Die Prozesskostenbetrachtung mag für bundesweit tätige Unternehmen über entsprechende Durchschnittsbetrachtungen ein zwar aufwendiger, aber gangbarer Weg sein, für lokale Netzbetreiber ist sie aber unbrauchbar, da Personal- und Sachkosten in verschiedenen Regionen erheblich differieren.

Insbesondere ist der dialogisch ausgerichtete Prozess bei einer Entgeltgenehmigung, wie er in der Telekommunikation geübt wird, für die 1500 Netzbetreiber in Energiesektor nicht möglich, wenn am Grundsatz einer schlanken Regulierung festgehalten werden soll. Deshalb ist es umso wichtiger, eine verlässliche Kalkulationsmethodik im Gesetz festzuschreiben, auf deren Basis ein Vergleichsverfahren, das auch von der CDU gefordert wird, durchgeführt wird. Ob Entgelte ex ante festgelegt oder ex post auf Missbrauch geprüft werden, ist dabei von nachrangigem Interesse.

Als bewährte Kalkulationsmethodik ist – zumindest für die Auftaktphase der Regulierung – die Nettosubstanzerhaltung zu wählen, denn sie gewährleistet die notwendige Versorgungssicherheit. Qualitätsstandards, die die CDU zwar nicht näher definiert, aber deren Einhaltung sie fordert, sind nur mit den dazu notwendigen finanziellen Mitteln zu halten. Deshalb ist neben einer kapitalmarkt-orientierten Verzinsung des eingesetzten Kapitals auch zu gewährleisten, dass einem Unternehmen am Ende eines Investitionszyklus die notwendigen Mittel zur Reinvestition zur Verfügung stehen (Substanzerhaltung).

In folgenden Punkten sieht der VKU die Nettosubstanzerhaltung ausgehöhlt:

1. Eigenkapitalverzinsung auf Basis eines 10jährigen statt 40jährigen Durchschnitts festverzinslicher Wertpapiere
2. Kein Ansatz der Körperschaftsteuer und Steuern auf Scheingewinn
3. Abzug von Zins- und Beteiligungserträgen, die notwendig sind, um die Nettosubstanzerhaltung zu gewährleisten

Weitere Kritikpunkte sind:

1. Abgleich von kumulierten Abschreibungen zu Tagessneuwerten und AK/HK von Ersatzinvestitionen für jedes einzelne Anlagegut ist praxisfremd
2. Ausweitung dieses Abgleichs auch für den Fall, dass nicht reinvestiert wird, wirft eigentumsrechtliche Fragen auf – sukzessive Enteignung der Netzbetreiber
3. NEV ist nicht anwendbar – der zeitliche Ablauf über mehrere Kalkulationsperioden wurde nicht durchdacht, z.B. sind neue Netzentgelte drei Monate vor Ende einer Kalkulationsperiode zu veröffentlichen. Gleichzeitig sollen aber Ergebnisse der Kalkulationsperiode bereits in die Berechnung eingeflossen sein.
4. Veröffentlichungspflichten von betriebswirtschaftlich sensiblen Informationen des Netzbetreibers sowie vertraulichen Kundendaten sind nicht richtlinienkonform
5. Zeitliche Vorgaben für Dokumentationspflichten sind insbesondere von mittleren und kleinen Netzbetreiber nicht einzuhalten (z.B. zum 1. April sollen Daten aus den Jahresabschlüssen übermittelt werden, geprüfte Jahresabschlüssen liegen dann aber noch nicht bei allen Unternehmen vor – Wirtschaftsprüfungsgesellschaften sind noch nicht bei allen Unternehmen gewesen.)

2. Stromhandel

Die Bundesregierung hat in ihrem Gesetzentwurf den Fokus auf die Sicherung des Netzzugangs und Durchleitungsfragen beschränkt, während die Bedeutung des Handels unterschätzt wurde. Eine Veröffentlichungspflicht ist daher bisher nicht im EnWG-E und den entsprechenden Gegenäußerungen enthalten. Die Forderung könnte im § 13 (Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen) in einem neuen Absatz 8 aufgenommen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind zu verpflichten, eine ausreichende Informationstransparenz zur Sicherung und Weiterentwicklung des Stromhandelsmarktes zu gewährleisten.

Die folgenden Daten sind insgesamt nur den Übertragungsnetzbetreibern oder einzelnen Marktteilnehmern bekannt, aber nicht generell allen Teilnehmern des Stromhandelsmarktes. Sie sollten zeitnah ggf. aggregiert und anonymisiert veröffentlicht werden:

- Daten über die Verfügbarkeit und Auslastung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten
- Altverträge und Reserve
- Die technische Verfügbarkeit der Netzkapazitäten

- Die Ergebnisse der Auktionen von Übertragungskapazitäten
- Erwartete und tatsächliche Lastflüsse
- Windeinspeisungen
- Kraftwerksdaten (Kapazitäten, Zu- und Abbauten, Ausfälle)

3. Grundversorger/Ersatzversorger

Die Grundversorgung ist EU-konform umzusetzen. Das heißt, sie ist verpflichtend für Haushaltskunden im Strombereich, nicht hingegen im Gasbereich, vorzusehen. Der Grundversorger ist vom Mitgliedstaat zu benennen. Von diesen EU-Vorgaben weichen die von Bundesregierung und Bundesrat vorgeschlagenen Regelungen gravierend ab. Denn die Grundversorgung wird auch für die Gasversorgung in Niederdruck vorgesehen. Zudem sollen schutzwürdige Kleinkunden (Letztverbraucher, bis zu einem Strom- bzw. Gasjahresverbrauch von 10.000 kWh) einbezogen werden. Hinzu kommt, dass die Feststellung des Grundversorgers durch örtliche Verteilnetzbetreiber in einem völlig unzureichend bestimmten Verfahren erfolgen soll. Die Grundversorgung ist ein wesentlicher Teil der durch die Gemeinde zu gewährleistenden Daseinsvorsorge für ihre Einwohner. Deshalb muss den Gemeinden auch die Entscheidungshoheit über die Feststellung des Grundversorgers vorbehalten bleiben.

Kritisch sind auch die vorgesehenen Regelungen zur Ersatzversorgung zu bewerten. Die Ersatzversorgung darf nicht nur auf den Niederspannungs- und Niederdruckbereich beschränkt, sondern muss auch auf das für industrielle und gewerbliche Abnehmer relevante Mittelspannungs- und Mitteldrucknetz erweitert werden. Entgegen der Absicht der Bundesregierung müssen auch die Ersatzversorgungspreise für Haushaltskunden kostenverursachungsgerecht gebildet werden. Anderenfalls würde eine sachlich nicht zu rechtfertigende Differenzierung zwischen Haushalts- und Nichthaushaltskunden eintreten, die zu einer Quersubventionierung der Ersatzversorgungspreise für Haushaltskunden führen würde. Vor dem Hintergrund der für alle Marktteilnehmer unbefriedigenden, bisherigen Rechtsprechung zu Energielieferungen im vertragslosen Zustand ist es schließlich notwendig, gesetzlich zu bestimmen, dass die Ersatzversorgung unbefristet ist und erst dann endet, wenn der Kunde aufgrund eines neuen Energielieferungsvertrags beliefert wird.

4. Regelenergie

Die Bundesregierung hat in ihrem Gesetzentwurf zum EnWG vom 28.07.04 in § 22 (2) die Anforderung zu diesem Regelungsgehalt wie folgt formuliert:

Bei der Beschaffung von Regelenergie durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ist ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden, bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Regelenergie für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, von den Betreibern von Übertragungsnetzen zu vereinheitlichen sind.

Der Bundesrat sowie die Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung haben zu diesem Themenkomplex keine (weitere) Stellung genommen.

Der VKU unterstützt die Bundesregierung bei der Forderung, dass mit dem Ziel den Regelenergiebedarf zu mi-

minimieren, die Beschaffung nach einheitlichen Maßgaben erfolgen soll. Hierzu gehören insbesondere, einheitliche Rahmenbedingungen, Verfahren und Preise sowie eine vereinheitlichte Abwicklung.

Die Regelenergie auf Verteilnetzebene muss minimiert werden. Dies erreicht man, indem durch Verwendung möglichst sachgerechter Lastprofile und gut angepasster Lastprofilverfahren. Das ist nur möglich, wenn der Netzbetreiber die individuellen Gegebenheiten in seinem Netz berücksichtigen kann. Besonders wichtig ist das in kleinen Netzen. Andernfalls entstehen hohe Kosten und unnötige Risiken. Der VKU fordert deshalb eine Beibehaltung des analytischen Lastprofilverfahrens sowie die Festlegung von Lastprofilen und deren Anwendungsbereich durch den Netzbetreiber.

5. Dezentrale Einspeisung/vNNE

Der VKU fordert ein Entgelt für die vermiedene Netznutzung bei dezentraler Erzeugung, wobei die Berechnung gemäß der Anlage 6 der VVII+ erfolgt.

VKU-Unternehmen decken ihren Strombezug zu 24% durch Eigenerzeugung. Diese Anlagen haben Nachteile bzgl. ihrer geringeren Skalenerträge gegenüber zentralen Großkraftwerken, sparen aber ihrerseits Netzkosten durch verbrauchsnahe Erzeugung.

In früheren Netzzugangsmodellen wurde der Verbrauchsnähe dezentraler Erzeugung durch entfernungsabhängige Entgelte für Netznutzung Rechnung getragen.

Mit der Einführung des **Handelspunktkonzeptes**, in dem jeglicher Strom so behandelt wird, als würde er in der Höchstspannung erzeugt, wurde dieser Vorteil den dezentralen Erzeugungsanlagen systematisch entzogen. Als **Kompensation** wurden Entgelte für vermiedene Netznutzung gezahlt. Anlage 6 der VV II plus regelt, wie vermiedene Netznutzungsentgelte im Einzelfall berechnet werden.

Durch ausgewogene Regelungen zur Leistungsverfügbarkeit und Reserve-Netznutzung wurden pauschalierend gestaltete Kompensationszahlungen für Kraftwerke möglich.

Die netztechnischen Vorteile der verbrauchsnahe Erzeugung werden heute durch die Zahlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte auf Basis technisch-wirtschaftlicher Betrachtungen honoriert. Dieses betrifft **Anlagen mit und ohne KWK**. Lediglich das EEG sieht vor, dass Anlagen, die Mindestvergütungen nach dem EEG erhalten, nicht noch zusätzlich ein Entgelt für die vermiedene Netznutzung bekommen. Wie die Regelung des § 5 Abs. 2 S. 2 EEG zeigt, findet der aus der vermiedenen Netznutzung sich ergebende Effekt, aber dennoch Berücksichtigung.

Im nun vorliegenden Regierungsentwurf zum EnWG verpflichtet der Gesetzgeber die Netzbetreiber, bei ihrer Netzausbauplanung zu prüfen, ob durch dezentrale Erzeugungsanlagen die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes entfallen könnte. Der Gesetzgeber trägt mit dieser Regelung dem Sachverhalt Rechnung, dass dezentrale Erzeugungsanlagen Netzkosten sparen können.

Die Emissionsminderung durch effiziente Energienutzung in Kraft-Wärme-Kopplungssystemen wird, auf Basis umweltpolitischer Betrachtungen, durch das KWK-

Gesetz gefördert, die Ressourcenschonung durch Nutzung regenerativer Energie durch das EEG.

Beim heutigen Vergütungssystem handelt es sich damit **nicht um die doppelte Vergütung der gleichen Eigenschaft, sondern um die separate Honorierung unterschiedlicher Eigenschaften**. Der Gesetzgeber hat deshalb im KWK-G explizit festgelegt, dass die dort von ihm festgelegten KWK-Zuschläge, die für die Erreichung der Ziele des KWK-G gezahlt werden, die Zahlungen an Kraftwerke für eingesparte Netzkosten nicht enthalten.

Der Wegfall der Kompensation für dezentrale Erzeuger würde zu mehreren gravierenden Nachteilen führen:

- Der bestehende, volkswirtschaftlich sinnvolle Lenkungsmechanismus zur Netzkostenvermeidung durch lastnahe Einspeisung würde verworfen, als Folge wären steigende Netzkosten zu erwarten.
- Dezentrale lastnahe Kraftwerke würden als Marktteilnehmer einseitig wirtschaftlich benachteiligt, ohne dass dies für die Realisierung eines funktionsfähigen Wettbewerbes notwendig wäre und zu niedrigeren Kosten für Netznutzer zu führen. Kompensationsforderungen an den Gesetzgeber sind nicht auszuschließen

Die „Kann-Vorschrift“ zur Vergütung dezentraler Einspeisung im EnWG § 24 ist deshalb – wie auch vom Bundesrat gefordert - in eine „Muss-Vorschrift“ umzuwandeln. Die Regelungen der StromNEV sind so auszugestalten, dass die jetzigen Regelungen der Anlage 6 der VVII+ vollständig überführt werden.

6. Contracting (-)

7. Arealnetze

Der Regierungsentwurf unterstellt sog. „Arealnetzbetreiber“ demselben Regulierungsrahmen (Betriebsgenehmigung, Entgeltregulierung, Anschlusszwang) wie die Betreiber von Netzen für die allgemeine Versorgung. Allerdings fehlt eine gesetzliche Definition von Arealnetzen. Und die Meinungen gehen weit auseinander, ab wann die Gesamtheit der elektrischen Leitungen, die hinter der Anschlussstelle zum Netz der allgemeinen Versorgung liegen, Netzqualität haben soll. Vom Willen des Arealigentümers kann es jedenfalls nicht abhängen, denn die jeweiligen Genehmigungspflichten und die damit korrespondierenden Bußgeldandrohungen treffen alle Arealigentümer gleichermaßen.

Die Definition des Netzes kann dann nicht offen bleiben, wenn Arealnetzbetreiber als vollwertige Netzbetreiber behandelt werden sollen. Dies ist aber wiederum Voraussetzung dafür, dass die Letztverbraucher auf den Arealen nicht zu gefangenen Kunden degradiert werden, sondern ebenfalls am Wettbewerb teilnehmen können.

Der Netzbetrieb muss auf die bisherigen Betreiber beschränkt bleiben. Andernfalls würden zukünftig alle Vermieter von Großimmobilien vom Gesetzgeber zwangsweise zu Netzbetreibern gemacht werden.

8. Stromkennzeichnung

Der VKU spricht sich nach wie vor für eine **schlanke** Umsetzung der EU-Beschleunigungsrichtlinie Elektrizität in Sachen Stromkennzeichnung aus. Die in der Richtlinie vorgesehenen Informationen und Berichtspflichten sind zur Information der Kunden völlig ausreichend. Sie sollten daher im Interesse eines möglichst einfachen Ver-

fahrens und im Sinne eines möglichst geringen Regulierungsniveaus im Wesentlichen übernommen werden. In soweit teilen wir die Auffassung des Bundesrates. Die im Regierungsentwurf vorgesehenen zusätzlichen Informationen überladen die Stromrechnung und sind allenfalls ein Beitrag zur Intransparenz. Damit wird das angestrebte Ziel der verbesserten Verbraucherinformation nicht erreicht. Zudem würde die Rechnung einen Umfang annehmen, der sich kostentreibend auswirkt. Vor diesem Hintergrund ist § 42 Abs. 2 EnWG-E, der deutschlandweite Durchschnittswerte fordert, ersatzlos zu streichen.

Auch § 42 Abs. 3 Reg-Entwurf ist zu streichen: Wenn ein Anbieter seine Produktpalette diversifiziert, ist das zwar aus Sicht des Wettbewerbs begrüßenswert. Die Forderung jedoch, für jedes dieser Produkte umfassende Informationen vorzuhalten, ist nicht praxistauglich. Klare und einfach verständliche Informationen werden kaum zu formulieren sein. Wie eine Umfrage zu diesem Themenkomplex gezeigt hat, möchte der Kunde sich nicht durch eine Vielzahl von Daten-Informationen kämpfen müssen.

Die getrennte Ausweisung von Netznutzungsentgelten an Letztverbraucher (§ 42 Abs. 6 EnWG-E) entspricht nicht den EU-Vorgaben.

9. Anschlusspflicht bei KWK-Anlagen

Vorrangige **Abnahmepflicht** des in EE- und KWK-Anlagen erzeugten Stroms

Der VKU schlägt vor, den beiden Erzeugungstechnologien EE und KWK Vorrang gegenüber konventionell erzeugtem Strom einzuräumen, wobei die zeitlich zuerst errichtete Anlage der zeitlich später errichteten vorgeht.

a) Begründung:

Nach derzeitiger Rechtslage kann es zu der nicht beabsichtigten Konstellation kommen, dass aufgrund der Vorrangregelung des EEG einer bereits bestehenden KWK-Anlage bei Netzengpässen die Abschaltung droht bzw. die (vollständige) Aufnahme des in der KWK-Anlage erzeugten Stroms nicht möglich ist, da einer – gegebenenfalls sogar zeitlich später errichteten – EEG-Anlage der Vorrang eingeräumt wird. Dies würde der KWK-Gesetzgebung und dem damit verfolgten Ziel des Klimaschutzes und der CO₂-Minderung zuwiderlaufen. In soweit sollte der Prioritätsgrundsatz gelten.

Die folgende Darstellung zeigt, dass sich auch den einschlägigen *rechtlichen* Vorgaben entnehmen lässt, dass sowohl Strom aus Erneuerbaren Energien als auch in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter Strom Vorrang einzuräumen ist:

Zunächst sieht die **EU-Binnenmarkt-Richtlinie Strom** aus dem Jahr 1996 vor, dass den Energieversorgungsunternehmen nach Art. 3 Abs. 2 Verpflichtungen, die auf Umweltschutzgründen beruhen, auferlegt werden können. In Art. 11 Abs. 3 wird diese Verpflichtung dahingehend konkretisiert, dass ein Mitgliedstaat, den Betreibern eines Verteilnetzes zur Auflage machen kann, dass solchen Erzeugungsanlagen der Vorrang zu geben ist, in denen Erneuerbare Energieträger, Abfälle oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.

Die entsprechende nationale Regelung findet sich derzeit in **§ 6 Abs. 3 EnWG**. Auch dort wird die Kraft-Wärme-Kopplung neben Erneuerbarer Energien genannt. Im aktuellen Regierungsentwurf des EnWG findet sich keine

dem § 6 Abs. 3 EnWG entsprechende Regelung. Durch die Aufnahme der Umweltverträglichkeit in die Zweckbestimmung des Gesetzes (**§ 1 Abs. 1 EnWG-Entwurf**) kommt auch der Kraft-Wärme-Kopplung neben den Erneuerbaren Energien besondere Bedeutung zu, da diese in **§ 3 Nr. 33 EnWG-Entwurf** ausdrücklich als umweltverträgliche Technologie benannt wird.

Zu nennen ist weiterhin Art. 8 Abs. 1 der **Richtlinie zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung**, die im September letzten Jahres verabschiedet wurde. Die genannte Vorschrift ist nahezu inhaltsgleich mit Art. 6 der Richtlinie für die Förderung Erneuerbarer Energieträger. Beide Vorschriften sehen vor, dass die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber die Übertragung und Verteilung von KWK-Strom gewährleisten müssen.

Neben der Umsetzung der rechtlichen Vorgaben ist die vorrangige **Abnahmepflicht** von KWK-Strom auch aus Gründen der **Versorgungssicherheit** notwendig. Zum einen kann es bei der Abschaltung von KWK-Anlagen aufgrund des EEG-Vorrangprinzips zu Engpässen in der Wärmeversorgung kommen, zum anderen sorgt der aus ökologischer Sicht zu bevorzugende Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung dafür, dass bei der unregelmäßigen Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen die Versorgungssicherheit aufgrund der notwendigen Grund- und/ oder Mittellast, die von den KWK-Anlagen sichergestellt werden kann und die andernfalls überwiegend durch fossile Kondensationskraftwerke bereit gestellt werden müsste, gewährleistet werden kann.

Desweiteren ist zu bedenken, dass es bei einer Abschaltung von KWK-Anlagen aufgrund des EEG-Vorrangprinzips zu Engpässen in der **Wärmeversorgung** kommen kann. Für die Betreiber kleiner KWK-Anlagen könnten darüber hinaus wirtschaftliche Schwierigkeiten entstehen, die dem vom KWK-G beabsichtigten Zubau kleiner KWK-Anlagen zuwider laufen könnte. Der Betrieb bzw. die Finanzierung aufgrund des im KWK-G vorgesehenen Zuschlags wäre für die Anlagenbetreiber nicht mehr planbar, da bei zwischenzeitlicher Abschaltung der Anlage unklar bliebe, ob der für die Förderung erforderliche Wirkungsgrad erreicht würde.

Für den gelegentlichen Ausnahmefall, dass es – bei abschließlicher Einspeisung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung und aus Erneuerbaren Energien – zu Netzengpässen kommt und diese gesamte Strommenge nicht vollumfänglich abgenommen werden kann, sollten die Anlagenbetreiber zur Abschaltung ihrer EE- oder KWK-Anlagen entsprechend dem **Prioritätsgrundsatz** verpflichtet sein. Der Anlagenbetreiber mit der zeitlich später in Betrieb genommenen Anlage ist demzufolge zur Abschaltung der Anlage verpflichtet. Dies ergibt sich aus Gründen des Bestandsschutzes, die es dem Betreiber einer EE- oder KWK-Anlage ermöglichen sollen, die Anlage entsprechend seiner Wirtschaftlichkeitsberechnung zu betreiben. Bezüglich neuerer Anlagen trifft den Netzbetreiber die in Abs. 2 festgelegte Ausbaupflichtung, sofern es sich bei dem Netzengpass nicht um eine nur einmalig auftretende Sondersituation handelt.

Da die Abschaltung kleinerer EE- und KWK-Anlagen einen unverhältnismäßigen Aufwand bedeutet und bei einzelnen Anlagentypen kaum realisierbar wäre, sollte die Pflicht zur Abschaltung für solche Anlagen nicht bestehen, deren Leistung kleiner 2 MW (einschließlich) ist.

Die Regelung sollte so ausgestaltet sein, dass der Anlagenbetreiber die Abschaltung selbst nach Maßgabe des Netzbetreibers vornimmt. Dem Netzbetreiber muss kein unmittelbares Durchgriffsrecht eingeräumt werden.

b) Rechtliche Umsetzung

Zur Umsetzung der vorgenannten Erwägungen bestehen zwei Möglichkeiten:

▪ Änderung des EEG:

Änderung des § 4 Abs. 1 EEG, der das Vorrangprinzip für EE-Anlagen enthält im Rahmen des geplanten Gesetzes zur Änderung des EEG (BT Drcks. 15/3923).

▪ Regelung im EnWG:

Streichung des § 2 Abs. 2 EnWG-Entwurf: Die Vorschrift legt derzeit fest, dass das EEG dem EnWG als das speziellere Gesetz vorgeht (vgl. Begründung zum EEG). Bei mangelnder Streichung der Vorschrift wäre eine Modifizierung des Abnahmeverorrangs daher nicht möglich.

Aufnahme einer Regelung in das EnWG, die eine vorrangige Abnahmepflicht von in EE- und KWK-Anlagen erzeugten Stroms durch den Netzbetreiber vorsieht.

Vorrangige Anschlusspflicht des in EE- und KWK-Anlagen erzeugten Stroms

Der VKU schlägt vor, den beiden Erzeugungstechnologien EE und KWK beim Anschluss der Anlage Vorrang gegenüber sonstigen Erzeugungsanlagen einzuräumen, wobei die zeitlich zuerst errichtete Anlage der zeitlich späteren errichteten vorgehen sollte.

Nach den bereits oben zitierten EU-Richtlinien zur Förderung der KWK und EE können die Mitgliedstaaten die vorrangige Anschlusspflicht bzgl. der genannten Erzeugungstechnologien regeln. Für EE-Anlagen ist von dieser Möglichkeit in § 4 Abs. 1 EEG Gebrauch gemacht worden. § 4 Abs. 1 KWK-G sieht zwar die Anschlusspflicht des Netzbetreibers vor, qualifiziert diese aber nicht als vorrangig.

Um die nach § 3 Nr. 33 EnWG-Entwurf beide als umweltverträglich einzuordnenden Erzeugungstechnologien gleichzustellen, sollte durch eine entsprechende Regelung im EnWG die Gleichbehandlung sichergestellt werden. Notwendig wäre ebenfalls die Streichung des § 2 Abs. 2 EnWG-Entwurf.

10. Schiedsstelle für Streitigkeiten betr. EEG-Umlage und Anschluss von EEG-Anlagen

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbaren Energiegesetzes: § 19a EEG: Aufgaben der Regulierungsbehörde

Bzgl. der Überwachung der Weitergabe von Vergütungen vom NB an den ÜNB (§ 5 Abs. 2 S. 1 EEG) kann die vorgeschlagene Regelung von Vorteil sein. Sie bietet die Möglichkeit, langwierige rechtliche Auseinandersetzungen über Fragen der Vergütungshöhe zu vermeiden. Um die Wirksamkeit zu gewährleisten, sollte den NB/ ÜNB ein Anspruch auf Einschreiten der Regulierungsbehörde („auf Verlangen des...“) eingeräumt werden.

Dasselbe gilt bzgl. der Überwachung, ob die vNNE nach guter fachlicher Praxis ermittelt und bei den weitergegebenen Vergütungszahlungen in Abzug gebracht werden (§ 5 Abs. 2 S. 2 EEG). Auch hier soll-

te, um die Effektivität der Vorschrift zu gewährleisten, den NB/ ÜNB ein Anspruch auf Einschreiten der Regulierungsbehörde („auf Verlangen des...“) eingeräumt werden.

Bzgl. der Überwachung der Kostentragungspflicht bei Anschluss-Mehrkosten aufgrund der Zuweisung eines abweichenden Einspeisepunktes (§ 13 Abs. 1 S. 2 EEG) ist davon auszugehen, dass sich die Überwachung nicht darauf beziehen soll, dass die Kosten vom Netzbetreiber übernommen werden, sondern ob sie in der veranschlagten Höhe auch EEG-bedingt sind. Schließlich soll mit der Regelung des § 19 a EEG die Transparenz der EEG-Kosten hergestellt werden. Bezieht sich die Überwachung aber auf die Kostenhöhe, bedarf es der Einräumung einer solchen Befugnis für die Regulierungsbehörde nicht. Sollte der Netzbetreiber diese Mehrkosten auf seine NNE umlegen, hat die Regulierungshöhe ohnehin die Befugnis zur Überprüfung der Höhe von NNE.

Nicht ersichtlich ist auch, warum es der Überwachung der Kostentragung für EEG-bedingten Netzausbau (§ 13 Abs. 2 EEG) – mit abweichender Fachaufsicht - bedarf. Die Höhe und Berechnung der NNE, über die die Netzausbaukosten umgelegt werden können, werden ohnehin durch die Regulierungsbehörde überwacht werden. Der in § 19 a EEG vorgesehene Verweis auf § 13 EEG sollte daher gestrichen werden.

Block 3: Themenschwerpunkt Gas

1. Zugang zu den Gasnetzen (Entry-/Exit-Modell)

Die Regelungen für den Netzzugang aus der Verbändevereinbarung Erdgas konnten für die Netzzugangsverordnung nicht übernommen werden, da jeder Handelsvorgang mit erheblichem Transaktionsaufwand verbunden war. Ein entsprechender Handel über die Börse konnte sich nicht entwickeln. Die allgemein anerkannten und bewährten Marktregeln aus der VV II Strom waren mit Rücksicht auf die Unterschiede Strom/Gas nicht übertragbar. Die Netzzugangsverordnung Gas setzt daher ein auf die Strukturen und Besonderheiten der deutschen Erdgasnetze abgestimmtes Entry/Exit-Netzzugangsmodell um und folgt damit den Empfehlungen des Madrid-Prozesses auf EU-Ebene.

Aus Sicht des VKU bleibt es für eine hohe Effizienz des Netzzugangs wichtig, optimal auf die funktional zu unterscheidenden Bereiche Fernleitung und Verteilung abgestimmte Regelungen in der Netzzugangsverordnung Gas zu verankern. Es ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere in den Netzen der örtlichen Endverteilung Kapazitätsprüfungen in der Regel überflüssig sind, so dass sich diesbezüglich für den Netzzugang eine Reihe von Vereinfachungen ergeben. Kapazitätszuordnungen und Nominierungen/Renominierungen können in den meisten Fällen entfallen. Ausnahmen stellen oftmals lediglich sehr große Abnehmer (z.B. Gaskraftwerke) im Netz der örtlichen Endverteilung dar.

2. Gasspeicher

Der Zugang zu Gasspeichereinrichtungen ist im Hinblick auf die Versorgung der Kunden erforderlich und muss nach objektiven, transparenten und nicht diskriminierenden Kriterien gewährt werden. Die europäische Gasrichtlinie verlangt den Zugang zu Speichereinrichtungen als Teil des Erdgasnetzes.

VKU geht davon aus, dass die Betreiber von Speicheranlagen ihre wesentlichen geschäftlichen Bedingungen veröffentlichen und gleichfalls durch Anwendung von standardisierten Verfahren zum Abbau von Abwicklungshürden für den verhandelten Speicherzugang beitragen. Anderenfalls wäre das BMWA aufzufordern, von der Ermächtigung gemäß EnWG-Entwurf Gebrauch zu machen, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen sowie die inhaltliche Gestaltung der Verträge über den Zugang zu den Speicheranlagen zu regeln.

3. Gashandel

Mit der Einführung eines entsprechend ausgestalteten Entry-Exit-Modells ist die Chance für einen entstehenden Gashandel verbunden, von dem analog zum Strom die kommunalen Endverteilerunternehmen überproportional profitieren.

4. Teilnetzproblematik

Bei der Organisation des Netzzuganges müssen die Netzbetreiber den Zielkonflikt lösen, einerseits möglichst große Zonen mit freier Verlagerbarkeit von Ein- und Ausspeisekapazität auszuweisen, andererseits möglichst hohe freie Kapazitäten im Netz vorzuhalten. Beides trägt zur hohen Auslastung des Netzes bei. Es ist daher im ureigensten wirtschaftlichem Interesse des Netzbetreibers, für diesen Zielkonflikt eine optimale Lösung zu finden. Der VKU lehnt sachfremde Vorgaben zur Anzahl von Teilnetzen im Netz der öffentlichen Gasversorgung in Deutschland ab. Insbesondere muss es auch in Netzen der örtlichen Endverteilung – wenn entsprechende Sachgründe vorliegen (z.B. unterschiedliche Gasbeschafftheiten) – möglich sein, Teilnetze zu bilden.

5. Kalkulation der Netzzugangsentgelte

Die Gespräche zwischen BMWA und Gaswirtschaft zur GasNEV sind derzeit noch nicht abgeschlossen. Eine aktuelle Stellungnahme zu den VKU-Positionen wird ggf. zur Anhörung eingereicht.

6. "Rucksackproblem"

Das Rucksackprinzip bei der Kapazitätsvergabe ordnet bei einem Lieferantenwechsel dem Kunden die zu seiner Belieferung mit Erdgas erforderliche Kapazität vollständig zu. In Netzen der örtlichen Endverteilung sind die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme einer entsprechenden Erbfallregelung in der Regel gegeben. In den Fernleitungsnetzen steht das Rucksackprinzip dem Interesse des Händlers entgegen, Kapazitäten zu bündeln und unter Ausnutzung der Gleichzeitigkeiten im Netz bedarfsgerecht zu buchen.

7. Differenzmengen

VKU weist darauf hin, dass der derzeitige Entwurf der Gasnetzzugangsverordnung die Pflicht des Grundversorgers vorsieht, mit dem Netzbetreiber einen Bezugs- und Einspeisevertrag für den Ausgleich der Ein- oder Ausspeisedifferenzen bei Lastprofilkunden abzuschließen. Dies stellt eine unzulässige, nicht von § 36 Abs. 1 des EnWG-Entwurfes umfasste Erweiterung der Pflichten des Grundversorgers dar, die außerdem auch gegen die in §§ 22 Abs. 1 und 24 Satz Nr. 3 des EnWG-Entwurfes vorgesehene Beschaffung von Ausgleichsmengen in einem Ausschreibungsverfahren verstößt, denn die Versorgungspflicht des Grundversorgers erstreckt sich nicht auf alle Kunden ohne Leistungsmessung, sondern lediglich auf Haushaltskunden, die im Niederdruck versorgt werden. Die im EnWG-Entwurf in § 36 Abs. 1 vorgesehene Einführung einer Grundversorgungspflicht und die Benennung eines Grundversorgers nach § 36 Abs. 2 gehen über die europarechtlichen Vorgaben der Gasrichtlinie hinaus.

8. Anpassung an europäische Normen (-)

9. Biogaseinspeisung

Die europäische Gasrichtlinie hat zum Ziel, Biogas, Gas aus Biomasse und anderen Gasarten einen nicht diskriminierenden Zugang zum Gasnetz zu ermöglichen mit dem Vorbehalt, dass dieser Zugang dauerhaft mit den einschlägigen technischen Vorschriften und Sicherheitsnormen vereinbar ist. Eine Prüfung soll sich auch auf die chemischen Eigenschaften dieser Gase erstrecken.

Je nach verwendetem Ausgangsstoff für die Biogaserzeugung fallen unerwünschte Begleitstoffe und sehr unterschiedliche Methangehalte im Biogas an. Die Einspeisung von Biogas in das Netz der öffentlichen Gasversorgung setzt also eine sehr komplexe Aufarbeitung des Biogases zur „erdgasgleichen“ Qualität voraus. Die damit verbundenen energetischen Aufwendungen und Kosten rechtfertigen die Einspeisung weder ökologisch noch ökonomisch. VKU tritt für eine weitere Erschließung der vorhandenen Nutzungspotentiale für Biogas in Anlagen zur dezentralen Energiebereitstellung ein (dezentrale Wärmeerzeugung oder Nutzung in einer dezentralen Biogas-KWK-Anlage zur Erzeugung von Strom und Wärme).

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1519

24. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW)

Einleitung

Am 28.07.2004 hat das Bundeskabinett den Regierungsentwurf für eine EnWG-Novelle verabschiedet. Der Bundesrat hat am 24.09.2004 Stellung genommen und Veränderungen vorgeschlagen. Die Bundesregierung hat in ihrer Gegenäußerung einige Punkte des Bundesrates aufgenommen und eine Anpassung des Regierungsentwurfes angekündigt. Am 28.10.2004 erfolgte die 1. Lesung des Gesetzentwurfes im Bundestag. Am 29.11.2004 findet die Anhörung im Wirtschaftsausschuss des Bundestages statt.

Der Gesetzentwurf bedeutet einen Systemwechsel in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Integrierte Unternehmensstrukturen müssen getrennt werden. Das Energieversorgungsnetz als zentrale Wertschöpfungsstufe der leitungsgebundenen Energien Strom und Gas wird reguliert. Der Staat legt die Regeln für die Netznutzung fest und bestimmt zukünftig den Rahmen für das unternehmerische Handeln. Dies hat auch Auswirkungen auf die Wertschöpfungsstufen der Erzeugung und des Handels und damit auf die gesamte Energiewirtschaft. Im Bereich der Grundversorgung werden zudem explizit regulatorische Vorgaben getroffen, die nicht den Netzbereich be-

treffen. Die Auswirkungen auf die gesamte Energiebranche werden immens sein.

Der VDEW als Spitzenverband der deutschen Elektrizitätswirtschaft und der Verband der Netzbetreiber - VDN - befürworten eine gründliche und sachliche Auseinandersetzung mit den vielfältigen Neuregelungen. Aufgrund der erheblichen Auswirkungen auf die Strombranche und damit für die gesamte Wirtschaft ist eine Abwägung der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes für sämtliche Themen/Regelungskreise des umfangreichen Gesetzes erforderlich. Jede Regelung sollte auf die mittel- und langfristigen Auswirkungen geprüft werden. Dabei sind die Grundprinzipien der Verhältnismäßigkeit und der Rechtssicherheit maßgebend.

Die Übernahme bewährter Regelungen der VV II plus wird daher begrüßt. Die Regelungen der VV II plus beruhen auf einem fairen Ausgleich, der in Verhandlungen zwischen den Marktteilnehmern gefunden wurde. In einigen wichtigen Punkten wird sowohl im Gesetzentwurf wie auch in den derzeit bekannten Verordnungsentwürfen von wissenschaftlich fundierten und bewährten Lösungen abgewichen. Dies gefährdet das ausgewogene Konzept und damit das stabile Funktionieren des liberalisierten Strommarktes sowie die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber.

Nur wenn die Investitions-, Planungs- und Rechtssicherheit gewährleistet wird, können im Sinne der Netzkunden die energiewirtschaftliche Zukunft der Bundesrepublik Deutschland und die Versorgungssicherheit nachhaltig gesichert werden.

In den nachfolgenden **Kernpunkten** werden die grundlegenden Regelungen des Gesetzes angesprochen und bewertet. Eine detaillierte Auseinandersetzung erfolgt in den **Themenpapieren**, auf die bei den Kernpunkten verwiesen wird. Auf diese Weise soll sowohl eine Gesamtbewertung als auch eine gesonderte Auseinandersetzung mit einzelnen Themen ermöglicht werden. Die Abfolge der Themen orientiert sich an dem Themenkatalog des Wirtschaftsausschusses.

A. Kernpunkte

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

Die Zuständigkeiten zwischen Bundesregulierungsbehörde und den Ländern müssen sachgerecht und effizient aufgeteilt werden. Maßgebend ist, dass eine einheitliche Praxis gefunden wird, die Rechtssicherheit vermittelt und die besonderen Umstände auch der kleineren Netzbetreiber berücksichtigt. Im Falle einer Verteilung der Kompetenz auf den Bund und die Länder wird es entscheidend sein, wie die Einheitlichkeit der Regulierungspraxis gewährleistet wird.

⇒ Themenpapier 1 - Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

2. ex ante-/ex post-Aufsicht

In der Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates kündigte die Bundesregierung die Einführung einer Genehmigungspflicht für jede Netznutzungsentgelterhöhung an. Die noch zu erarbeitende Anreizregulierung wird voraussichtlich eine generelle Genehmigungspflicht vorsehen.

Die bisher geplante Verteilung einer Festlegung der Entgeltfindungsmethode und einer ex post-Kontrolle ist sachgerecht und erlaubt eine schlanke Regulierung. Ein Wechsel zu einer Einzelpreisgenehmigung bedeutet in dessen mehr Verwaltungsaufwand und Bürokratie.

Entscheidend sind aber die Maßstäbe für die Entgeltfindung (vgl. Nr.3 - Kalkulation der Netznutzungsentgelte) und die rechtliche Ausgestaltung des Verfahrens.

Die im Regierungsentwurf vom 28. Juli 2004 festgelegten Verfahrensvorschriften sind auf die bis dahin geplante ex post-Mißbrauchskontrolle ausgerichtet und müssen im Falle eines Wechsels zu einer Einzelgenehmigung **grundlegend** überarbeitet werden. Soweit sowohl Einzelgenehmigung als auch ex post-Kontrolle nebeneinander auf verschiedene Sachverhalte Anwendung finden, müssen beide Verfahren im Gesetz eigene Regelungen erfahren und das Verhältnis zueinander abgegrenzt sein.

⇒ Themenpapier 2 - ex ante-/ex post-Aufsicht

3. Kalkulation der Netznutzungsentgelte

Die Regelungen zu den Bedingungen der Entgelte im Regierungsentwurf sind unklar. Es werden sehr allgemeine, abstrakte Kriterien genannt, die einen weiten Auslegungs- und Anwendungsspielraum lassen. Durch zusätzliche Einschränkungen und Öffnungsklauseln bleiben Fragen nach einer rechtssicheren Handhabung der Vorschriften unbeantwortet.

Die bisher im Entwurf vorliegende Strom-Netzentgeltverordnung zeigt, dass das begrüßenswerte Bekenntnis zum Prinzip der Nettosubstanzerhaltung im Gesetz auf der Verordnungsebene wieder ausgehebelt wird. Hier ist dringend anzuraten, das Prinzip im Einklang mit den geltenden betriebswirtschaftlichen Methoden und Erkenntnissen umzusetzen. Hauptkritikpunkte sind die Saldierung der kalkulatorischen Abschreibung, die Regelung zur Eigenkapitalverzinsung sowie die Nichtanerkennung der Körperschaftsteuer. Bei der Kalkulation der Netzentgelte systemwidrige Kompromisslösungen zuzulassen, würde die Verlässlichkeit der Entgeltkalkulation und damit die Planungssicherheit bei Leitungsinvestitionen und die Rahmenbedingungen für notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur ernsthaft in Frage stellen.

⇒ Themenpapier 3 - Kalkulation der Netznutzungsentgelte

4. Vergleichsmarktvorfahren

Das sog. Vergleichsverfahren in § 21 Abs. 3 RegE und die damit verbundene Vermutung in Absatz 4 stehen inhaltlich in keiner Beziehung zu Absatz 2. Das Verhältnis der Vorschriften ist unklar. Trotzdem wird vermutet, dass die den Netzbetreiber unmittelbar treffenden Zielvorgaben des Absatzes 2 nicht eingehalten sind. Dies löst weit reichende Sanktionen aus (§§ 95 Abs. 1 Nr. 4, 30 Abs. 1 Nr. 1, 32 Abs. 3, 33, 34 RegE).

Sinnvoll ist nur ein Preisvergleich für die Netznutzung insgesamt, nicht ein Vergleich einzelner Teilpreise oder (Teil-)Kosten und (Teil-) Erlöse. Mit dem neuen Teilvergleich in § 21

Abs. 3 RegE könnte selbst dem im bundesweiten Vergleich preisgünstigsten Netzbetreiber eine missbräuchliche Überhöhung unterstellt werden, wenn auch nur ein einziges Teilelement seines Gesamtnetznutzungsentgelts geringfügig höher läge als das eines anderen Netzbetreibers, obgleich dessen übrige Teilelemente weit teurer wären. Ebenso unsinnig ist ein Gesamterlösvergleich, wie das Beispiel hoher Erlöse durch Zusammentreffen von niedrigen Entgelten mit starker Nachfrage zeigt. Die Vorschrift ignoriert den Sachverhalt abweichender Kostenstrukturen aufgrund unterschiedlicher Netzphilosophien und schränkt unternehmerisches Handeln unzulässig ein.

Zudem soll nach § 21 Abs. 4 Satz 2 RegE jede noch so geringe Überschreitung des Vergleichspreises ohne Rücksicht auf das bisherige Spürbarkeitskriterium und ohne Berücksichtigung objektiver, struktureller Unterschiede zwischen den verglichenen Netzgebieten die **Vermutung unrationeller Betriebsführung** auslösen und weitreichenden Sanktionen einschließlich Schadensersatzansprüchen den Weg bereiten. Damit wird strukturschwächeren, mit überdurchschnittlichem Verteilungsaufwand belasteten Netzbetreibern eine praktisch unerfüllbare Beweislast aufgebürdet. Denn diese haben zwar Kenntnis über die Besonderheiten ihres eigenen Netzgebietes, nicht aber über die der Vergleichsunternehmen. Diese Strukturfragen müssen wie bisher durch die Regulierungsbehörde **von Amts wegen** untersucht werden, für die ihr die entsprechenden Auskunftsrechte gegenüber allen Unternehmen zur Verfügung stehen. Die o.g. Pauschalvermutung ist nicht sachgerecht, sondern führt bei vielen Netzbetreibern objektiv zu falschen Ergebnissen und damit zu einer nicht gerechtfertigten Vorverurtei-

lung. Absatz 4 Satz 2 sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Die Preisbildungsvorgaben des § 21 RegE in ihrer Gesamtheit stellen durch die Abkehr von der Kostenorientierung unklare Rahmenbedingungen und die Einschränkung der unternehmerischen Handlungsfreiheit ein Investitionshindernis dar.

5. Ausgestaltung der Anreizregulierung

In der Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates kündigte die Bundesregierung an, einen Vorschlag für die Schaffung eines Systems zur Anreizregulierung für die Netznutzungsentgelte im EnWG und der Netzentgeltverordnung Strom zu unterbreiten. Bei der Schaffung eines solchen Regulierungssystems mit verschiedenen Instrumenten sind Transparenz, Schlüssigkeit und Rechtssicherheit von besonderer Bedeutung. Ein solches Regulierungsverfahren bedarf ausreichender und sorgfältiger Vorbereitung. Übereilte und falsche Entscheidungen können Tatsachen schaffen und zu gravierenden Fehlentwicklungen führen. Zentral und aus verfassungsrechtlicher Sicht unerlässlich ist die vorherige Festlegung des Inhalts der Kontrollmaßstäbe sowie die sachgerechte Ausgestaltung der entsprechenden Systeme und Verfahren durch den Gesetz- und Verordnungsgeber. Dies gilt besonders dann, wenn der Regulierungsbehörde möglicherweise weitreichende Entscheidungsbefugnisse eingeräumt werden sollen wie bei der Anreizregulierung.

Zudem sind einige Bestimmungen des derzeitigen Regierungsentwurfs mit einer Anreizregulierung unvereinbar. Dies gilt für § 21 Abs. 4 Satz 2, aber auch z.B. für § 30 Abs. 1 Nr. 5 und 6. Hier ist Sorge zu tragen, dass ein stimmiges Gesamtkonzept vorliegt.

Generell gilt es, den neuen Baustein „Anreizregulierung“ in das übrige Regelwerk einzupassen. Sachgerecht erscheint, dies erst dann und im Wege einer Gesetzesnovelle zu tun, wenn die Inhalte des neuen Bausteins „Anreizregulierung“ feststehen. Die Inhalte müssen zugleich auf Gesetzesebene vorbestimmt werden, handelt es sich doch um das Kernstück der Regulierung. Die Verabschiedung des Kernstücks der Energierechtsreform kann nicht auf die Exekutive verlagert werden. Auch die Delegation auf den Verordnungsgeber bedarf inhaltlicher Eckpunkte auf Gesetzesebene (Art. 80 Abs. 1 Satz 2 GG).

Die Stromwirtschaft ist bereit, bei der Erarbeitung eines Anreizmodells aktiv mitzuarbeiten. Für die Implementierung der Anreizregulierung müssen wesentliche Kernpunkte verwirklicht werden. VDEW/VDN haben diese Kernpunkte in einem Positionspapier ausgearbeitet (siehe Themenpapier 5).

⇒ Themenpapier 5 - Ausgestaltung der Anreizregulierung

6. Garantie von Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit und -qualität sind neben dem Energiepreis das aus Kundensicht im Rahmen der Versorgung wichtigste Kriterium. Deutschland ist international auf einem Spitzenplatz bei der Versorgungszuverlässigkeit und -qualität. Diese Bedingungen sind für ein Industrieland wie Deutschland von großer volkswirtschaftlicher Bedeutung.

Versorgungszuverlässigkeit und -qualität werden maßgeblich durch die Netzbetreiber sichergestellt. Die Basis

der langfristigen Sicherung dieser hohen Standards bilden Investitions-, Planungs- und Rechtssicherheit für die Netzbetreiber. Können wesentliche Kostenanteile von Netzinvestitionen aufgrund staatlicher Vorgaben (z.B. in den entsprechenden Verordnungen) nicht in den Entgelten berücksichtigt werden, schreckt dies Kapitalgeber ab und gefährdet die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber. Insbesondere mit Blick auf die anstehenden umfangreichen Investitionen in die Netze können derartige Vorgaben gravierende Auswirkungen auf Versorgungszuverlässigkeit und -qualität haben.

7. Haftungsregelung

Die Haftung der Netzbetreiber für betriebsspezifische Risiken sollte gegenüber dem Kunden grundsätzlich und analog zur derzeitigen AVBELTV geregelt werden und für alle Netzbetreiber gelten. Um unvermeidbare Haftungsrisiken für die Netzbetreiber zu verhindern, sollte sichergestellt werden, dass die im Regierungsentwurf vorgesehenen Verordnungen über die Regelung von Vertrags- und sonstigen Rechtsverhältnissen zeitgleich mit dem EnWG in Kraft treten, da zugleich die AVBELTV aufgehoben werden soll. Von dieser Haftung aus betriebsspezifischen Risiken der Netzbetreiber in § 11 Abs. 1 RegE ist die Haftung aus der Systemverantwortung für Maßnahmen bei Gefährdung der Versorgungssicherheit (§ 13) zu unterscheiden. Hier sind Nachbesserungen und Ergänzungen im Verhältnis zur bisher vorgesehenen Regelung unbedingt erforderlich und im Hinblick auf die Übergangsregelungen unabdingbar.

Die Versorgungsqualität darf nicht über eine Ausweitung der Haftungsregelungen für EVU geregelt werden. Haftungsrelevante Ausfälle treten selten auf und auch im Ausland erfolgt die Sicherung der Versorgungsqualität auf anderem Wege. Das erhöhte Haftungsrisiko, würde - falls es überhaupt versicherbar wäre - spürbar höhere Netznutzungsentgelte verursachen. Darüber hinaus sollten Netzbetreiber nur für Schäden haften, deren Ursache in ihrem eigenen Einwirkungsbereich liegt.

Im EnWG wäre eine eigene Ermächtigungsgrundlage für die Regelung der Haftung vorteilhaft. Die Ermächtigungen zur Regelung der Haftungsfragen im Rahmen der Vertragsgestaltung, greift zu kurz, da beispielsweise die Einspeisung aus EEG-Anlagen nicht zwingend in Verträgen erfolgt.

⇒ Themenpapier 7 - Haftungsregelung

8. Transparenz/Auskunfts- und Berichtspflichten

Eine Transparenz der marktrelevanten Informationen ist im Grundsatz zu begrüßen. Allerdings sind die zu veröffentlichten Informationen im Interesse einer effizienten Organisation auf das notwendige Maß zu begrenzen; berechtigten Vertraulichkeitsinteressen der Marktteilnehmer ist auf jeden Fall Rechnung zu tragen. Die vielfältigen Veröffentlichungs-, Dokumentations-, Berichts- und Auskunftspflichten im Gesetz und den Verordnungen führen zu erheblichem Aufwand bei den Unternehmen und sind deutlich überzogen. Dies betrifft z.B. die Meldepflichten bei Versorgungsstörungen selbst im Niederspannungsbereich (§ 52

RegE), obgleich dort die Auswirkungen auf die Kunden sehr begrenzt sind.

Auch das **Auskunftsrecht** gem. § 69 Abs. 1 RegE, das bis in die Ebene der Verbände hinein reicht, geht viel zu

weit. Soweit die Auskunftspflicht auch allgemeine Marktstudien umfassen soll, ist sie unverhältnismäßig und sachlich nicht geboten. Insbesondere ist die Auskunftspflicht von **Verbänden** im Rahmen des EnWG nicht sachgerecht. Normadressaten der materiellen Anforderungen des EnWG sind nur die Unternehmen, nicht auch Verbände. Die Regelung greift unverhältnismäßig weit in die Arbeit der Verbände ein. Dementsprechend muss die Auskunftspflicht der Verbände in § 69 Abs. 2 RegE gestrichen werden. Gleiches gilt für das übermäßig erscheinende Enquete-Recht des § 69 Abs. 10 RegE.

⇒ **Themenpapier 8 – Transparenz/Auskunfts- und Berichtspflichten**

9. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Die Aufgabe der Messung und der Ablesung muss bis auf die Fälle einer anderweitigen Vereinbarung zwischen Netznutzer und Netzbetreiber auch künftig dem Netzbetreiber obliegen. Die generelle Festlegung der Zuständigkeit des Netzbetreibers in der Stromnetzzugangsverordnung ist zu begrüßen. Schon das OLG Düsseldorf hat festgestellt, dass die Messung integraler Bestandteil der Netznutzung ist. Die Daten sind auch für die dem Netzbetreiber zugeordneten weiteren Aufgaben wie Energieengenermittlung, Umsetzung des Lastprofilverfahrens und dem Ausgleich der Differenz zwischen Summenlastprofilen und tatsächlicher Lieferung notwendig und müssen daher auch vom Netzbetreiber erhoben werden können.

⇒ **Themenpapier 9 – Liberalisierung des Mess- und Zählwesens**

10. Unbundling

Die vom Bundesrat angeregte engere Anlehnung an die Elektrizitätsrichtlinie ist zu begrüßen. Die nach dem Regierungsentwurf erforderliche Abgrenzung zwischen wesentlichen und sonstigen Netzbetreibertätigkeiten würde zu erheblicher Rechtsunsicherheit führen. Durch die Verpflichtung zur operationellen Entflechtung sind die Unternehmen gezwungen, zahlreiche in der Vergangenheit geschaffene Synergieeffekte zwischen den einzelnen Bereichen des integrierten Versorgungsunternehmens aufzugeben. Darüber hinaus stellen die Entflechtungsvorschriften gerade an kleinere Unternehmen in der Praxis kaum lösbare Umsetzungsprobleme; ein Defizit im Vollzug der Vorschriften ist vorprogrammiert. Dies muss bei der Umsetzung der Vorschriften durch diese Unternehmen berücksichtigt werden.

Neben diesen organisatorischen Vorgaben schränken auch die Regelungen zum rechnungsmäßigen Unbundling die unternehmerischen Gestaltungsfreiheiten unnötig - und über die Vorgaben der EG-Richtlinien hinaus - ein. Gerade für die mittleren und kleinen EVU wird dadurch ein unverhältnismäßig hoher finanzieller und organisatorischer Aufwand verursacht.

⇒ **Themenpapier 10a - steuerliches Unbundling**

⇒ **Themenpapier 10b - rechnungsmäßiges Unbundling**

11. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Die Übertragung von weitreichenden Kompetenzen zur Festlegung von Methoden und Grundsätzen auf die Regulierungsbehörde – etwa im Falle der Anreizregulierung

- ist abzulehnen, weil es sich hierbei um normative Aufgaben handelt. Die Rechtssicherheit verlangt zudem die Begrenzung des behördlichen Ermessens- und Entscheidungsspielraums. Die Festlegung wesentlicher Inhalte bleibt dem Grundgesetz entsprechend dem Gesetz- oder Verordnungsgeber vorbehalten.

Je weiter der Handlungsspielraum der Behörde ausgestaltet wird, desto unkalkulierbarer wird sich der Vollzug der Regulierung entwickeln. Die Regulierungsbehörde sollte daher nicht selbst rechtssetzend tätig werden. Die Rahmenbedingungen für den Netzzugang müssen wegen ihrer Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit **politisch** verantwortet und gestaltet werden. Werden der Behörde neben umfangreichen Kompetenzen zur Festlegung von Entscheidungsgrundlagen zusätzlich weite Ermessensspielräume bei der Entscheidung auf der Grundlage der selbst festgelegten Tatbestände eingeräumt, fallen Normsetzung und Vollzug letztlich in einer Hand zusammen. Gibt der Gesetzgeber die Entscheidungsgewalt durch Delegation und Subdelegation über das notwendige Maß hinaus aus der Hand, ist die Schaffung einer objektiven und umfassenden gerichtlichen Kontrolle der Entscheidung der Regulierungsbehörde in angemessener Zeit zur Vermeidung von Fehlentwicklungen unerlässlich. Es muss bereits durch entsprechende Formulierung in Gesetz und Verordnung sichergestellt sein, dass eine umfassende Rechtskontrolle möglich und nicht auf eine bloße Kontrolle von Ermessensfehlern beschränkt bleibt. Diese Kontrollbefugnis, die auch bisher im Kartellrecht Anwendung findet, ist wegen der weitaus höheren Eingriffsintensität der Regulierungsbehörde und möglichen Grundrechtseingriffen unerlässlich. Die Netzbetreiber müssen rechtlich und praktisch in begründeten Fällen die Möglichkeit haben, rechtmäßige Forderungen auf Zahlung oder Genehmigung von Netznutzungsentgelten auch zügig durchzusetzen. Aus rechtsstaatlichen Gründen ist zudem ein effektiver Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen in den Genehmigungs- und Rechtsmittelverfahren sicherzustellen.

12. Sanktionen

Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Sanktionen sind deutlich überzogen. Die Regulierungsbehörde soll in bestimmten Fällen unmittelbar Bußgelder verhängen können, wenn nach ihrer Meinung Netzzugangsbedingungen nicht im Einklang mit den Vorgaben im Gesetz oder den Verordnungen stehen (§ 95 Abs. 1 Nr. 4, Nr. 5 b RegE). Angesichts der zahlreichen unbestimmten Rechtsbegriffe im Gesetz und in den Verordnungen ist eine vorherige konkretisierende Untersagungsverfügung unverzichtbar. Zudem ist der in diesen Fällen vorgesehene Bußgeldrahmen von bis zu 1 Mio. EUR völlig überzogen, vor allem neben der separat vorgesehenen Abschöpfungsregelung (§ 33 RegE).

Völlig unverhältnismäßig ist auch das in § 94 vorgesehene **Zwangsgeld** von bis zu 10 Mio. EUR und die schon bei leichter Fahrlässigkeit einsetzende Möglichkeit einer Vorteilsabschöpfung für einen Zeitraum von bis zu 5 Jahren (§ 33). Beide müssen ebenfalls auf ein vernünftiges Maß zurückgeführt werden. Zu streichen wäre auch die den Grundsätzen des bürgerlichen Rechts widersprechende Verzinsung ab Schadenseintritt (§ 32 Abs. 3).

Darüber hinaus sind die vorgesehenen **Verbandsklagerechte** (§§ 32 Abs. 2, 34 RegE) abzulehnen. Die vergleichbaren Regelungen im Regierungsentwurf zum

GWB sind ebenso verfehlt. Missbräuchlichen Klagen von Abmahnvereinen, denen der Gesetzgeber im Bereich des UWG durch entsprechende Regelungen im Gesetz erfolgreich entgegengewirkt, werden im EnWG ermöglicht. Im Bereich jedenfalls des EnWG und des TKG besteht kein Bedürfnis für ein Tätigwerden von Privatorganisationen. Denn hier überwachen, anders als im UWG, insbesondere im Falle einer Einzelpreisgenehmigung - eigens zu diesem Zweck geschaffene Behörden kontinuierlich die Einhaltung der Marktregeln. Bei der Neuregelung des TKG wurde deshalb zu Recht keine Klagebefugnis der Verbände für die Vorteilsabschöpfung eingeführt. Sie ist im Rahmen des EnWG sachwidrig und sollte entfallen.

Auch im Zusammenhang mit den Sanktionen ist jeweils zwischen der ex ante- und der

ex post-Aufsicht, auf die sich der Regierungsentwurf bezieht, zu unterscheiden. Sind die Sanktionen im Rahmen der nachträglichen Missbrauchsaufsicht bereits überzogen, so sind sie im Zusammenhang mit der Einführung eines Genehmigungsverfahrens unakzeptabel und an die neue Ausgangssituation anzupassen.

13. Finanzierung Regulierungsbehörde

Die Finanzierung der Regulierungsbehörde durch Beiträge der Netzbetreiber (§ 92 RegE) ist finanzverfassungsrechtlich unzulässig.

Die Abwälzung der Kosten auf die Wirtschaft verfehlt das Ziel einer schlanken, effizient arbeitenden Behörde. Die Behörde muss ihrerseits gehalten sein, kosteneffizient zu arbeiten. Dies ist mit der vorgesehenen Überwälzung der Kosten auf die Netzbetreiber nicht der Fall. Verschärft wird dieses Problem dadurch, dass die Regulierungsbehörde die Beitragssätze durch eine eigene Rechtsverordnung selbst festsetzen können soll. Es ist keinerlei Anreiz für die Regulierungsbehörde zu erkennen, selbst effizient zu haushalten.

⇒ Themenpapier 13 - Finanzierung Regulierungsbehörde

14. Grundversorgung

Der Begriff „Grundversorger“ tritt an die Stelle des bisherigen Begriffs „Allgemeiner Versorger“. Im Hinblick auf das Unbundling von Netzbetrieb und Energielieferung betrifft die Grundversorgung nur noch die Lieferung von Elektrizität oder Gas. Die Bestimmung eines Grundversorgers ist notwendig, um ein Unternehmen festzulegen, welches verpflichtet ist, jedermann zu allgemeinen Bedingungen mit Strom oder Gas zu beliefern. Die aktive Einbindung der Kommunen ist anders als beim Netzbetrieb bei der Bestimmung des Grundversorgers nicht notwendig. Wir unterstützen den im aktuellen Gesetzesentwurf vorgesehenen Ansatz, wonach der Grundversorger in periodischen Abständen unter Nutzung der Daten des Netzbetreibers als derjenige, der die meisten Haushaltskunden versorgt, ermittelt und der Energieaufsichtsbehörde mitgeteilt wird.

Dagegen sind die Preisvorgaben für die Grund- und Ersatzversorgung nicht sachgerecht. Sie betreffen nicht das Netz, sondern die Versorgung der Haushalte mit Strom. Die für die Überwachung der Preise noch vorgesehene besondere Missbrauchsaufsicht auf der Grundlage einer Kombination kostenorientierter und wettbewerbsorien-

tierter Maßstäbe, wie sie in § 40 Abs. 2 RegE angelegt ist, steht ordnungspolitisch nicht im Einklang mit dem Ziel des Gesetzesvorhabens, wonach bei der Versorgung **wettbewerbliche Maßstäbe** gelten sollen. Es ist ausreichend, wenn die Missbrauchsaufsicht über die Preise der Grundversorger nach den allgemeinen kartellrechtlichen Regelungen (§§ 19, 20 GWB) erfolgt.

Aus den selben Gründen wie bei den Netznutzungsentgelten ist auch die **Beweislastumkehr** zu Lasten des Grundversorgers in § 40 Abs. 2 Nr. 1 RegE im Rahmen der geplanten besonderen Missbrauchskontrolle abzulehnen. Dem Grundversorger würde damit eine im Ergebnis nicht zu leistende Beweislast zugemutet; er kennt zwar die strukturellen Besonderheiten seines eigenen Gebiets, nicht aber die des Vergleichsunternehmens. Das Ergebnis dieser Vorgaben wäre die Entstehung eines einheitlichen Grundversorgungstarifs, der den Kundenwechsel nicht fördern würde. Hinzu kommt noch, dass die Kernfunktion der Strombeschaffung in der Regel nicht durch strukturelle Besonderheiten geprägt ist. Ein Wettbewerb kann unter diesen Voraussetzungen nicht stattfinden.

Ebenso unzumutbar ist die Vorgabe in § 38 Abs. 1 Satz 3 RegE, die **Ersatzversorgung** von Haushaltskunden zum allgemeinen Preis für die Grundversorgung erbringen zu müssen. Die vorübergehende Ersatzversorgung verursacht einen überdurchschnittlichen administrativen Aufwand und höhere Kosten für das Vorhalten der für die Ersatzversorgung erforderlichen Strommengen bzw. deren u. U. sehr kurzfristige Beschaffung.

⇒ Themenpapier 14 - Grundversorgung

15. Regelenergie

Die Verantwortlichkeit für die Systemsicherheit ist im Rahmen des europäischen UCTE-Verbundes verteilt. Der Verbund stellt eine Risiko- und Solidargemeinschaft dar und ist wesentlicher Garant der Systemsicherheit. Die getrennten Regelzonen in Deutschland stellen eine Art „Sicherheitszellen“ des Netzes dar. Jede der **vier** deutschen **Regelzonen** ist bereits größer als fast alle Regelzonen in den anderen EU-Mitgliedstaaten. Da die zur Verfügung stehende Regelleistung direkt die Defizitwahrscheinlichkeit (als Maß für die Systemsicherheit) bestimmt, ergibt eine **einheitliche Regelzone** für Deutschland unter Beibehaltung der heutigen Systemsicherheit **keine Reduzierung des Regelleistungsbedarfs**.

Zur Gewährleistung der Zuverlässigkeit der Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie ist die permanente und stets ausreichende Vorhaltung von Regelleistung bzw. von Reserveleistung erforderlich. Eine gemeinsame Ausschreibung und anschließend gemeinsame Nutzung der gesamten erforderlichen Regelleistung nach Wirtschaftlichkeit hätte faktisch die gleichen Konsequenzen wie eine deutsche Regelzone, da eine Auflösung der geografischen Verantwortungsbereiche mit eigenständigen Regelungseinrichtungen erfolgen würde. Wegen zu erwartender Netzrestriktionen würde die gemeinsame Nutzung der Regelleistung bedeuten, dass sie entweder im Notfall nicht in das defizitäre Netzgebiet transportiert werden könnte, oder – um einen solchen Transport unter allen Bedingungen zu ermöglichen – heute vorhandene Netzkapazitäten für den EEG-Transport und den freien Stromhandel stattdessen für den Regelleistungstransport reserviert werden müssten. Die sachgerechte Lösung der mit der Regelenergie im Zusammen-

hang stehenden Aufgaben ist die Voraussetzung für eine sichere und preisgünstige Energieversorgung.

⇒ Themenpapier 15 – Regelernergie

16. Dezentrale Einspeisung/Vermiedene Netznutzungsentgelte

Für die Einspeisung aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen, v.a. aus KWK-Anlagen, muss generell eine Rechtspflicht zur Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten begründet werden. Der Gesetzgeber ging beim KWK-Gesetz davon aus, dass diese Entgelte nicht nur im Rahmen des „üblichen Preises“ (BT-Drs. 14/8059, S. 12), sondern auch als Bestandteil eines "vereinbarten Preises" zu zahlen sind. Für Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die bereits durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert werden, ist dagegen die Zahlung eines Entgeltes für die vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht erforderlich, da die Einspeisungsvergütungen dieses Gesetzes ohnehin einen kostendeckenden Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen (BT-Drs. 15/2864, S. 36 zu §§ 6 bis 11). Entsprechende Änderungen können in § 24 Satz 5 des Entwurfes des Energiewirtschaftsgesetzes oder direkt in der Netzentgeltverordnung Strom vorgenommen werden.

⇒ Themenpapier 16 - Dezentrale Einspeisung/ Vermiedene Netznutzungsentgelte

17. Arealnetze

In § 17 Abs. 1 RegE muss klargestellt werden, dass der anschließende Netzbetreiber unter Beachtung der berechtigten Kundeninteressen den geeigneten Anschlusspunkt an sein Netz unter Beachtung eines sicheren Netzbetriebes, einer möglichst kostengünstigen Bereitstellung der Netznutzung für die Gesamtheit der Netzkunden sowie unter Berücksichtigung der künftig zu erwartenden Verbrauchsentwicklung in dem betreffenden Netzbereich festzulegen hat.

Die jetzige Regelung stellt zu einseitig auf das Interesse des einzelnen Anschlussnehmers ab und erlaubt in Verbindung mit der Beweislastumkehr in § 17 Abs. 2 RegE eine Optimierung einzelner Netzkunden zu Lasten der übrigen Netzkunden. Wenn einzelne Großabnehmer oder auch Arealversorger einen Anschluss an eine höhere Spannungsebene erzwingen können, führt dies durch das Kostenwälzungsprinzip und den Grundsatz einheitlicher Netznutzungsentgelte innerhalb eines Netzgebietes zwangsläufig zu höheren Netznutzungsentgelten für die übrigen Kunden, insbesondere zu Mehrbelastungen der Niederspannungskunden. Ansonsten müsste man im Umkehrschluss allen Netzbetreibern eine regionale Differenzierung der Netznutzungsentgelte in ihrem Netzbetrieb zugestehen. Zudem wäre eine vorausschauende, Kosten minimierende Netzausbauplanung nicht mehr möglich.

⇒ Themenpapier 17 - Arealnetze

18. Stromkennzeichnung

§ 42 RegE enthält sachwidrige Vorgaben, die über die EG-Elektrizitätsrichtlinie hinausgehen. Die in Abs. 2 geforderten Informationen im Hinblick auf die produktbezogene Darstellung des Energieträgermixes und der entsprechenden Umweltauswirkungen sind nur mit hohem Aufwand zu erheben und im Regelfall sehr umfangreich und kostenintensiv. Auch der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 erkannt, dass der erheb-

liche Aufwand für die Unternehmen der Energiewirtschaft in keinem Verhältnis zu dem zu erwartenden Nutzen steht und fordert zu Recht eine Beschränkung auf die Vorgaben der Richtlinie.

Da es sich zudem um komplexe Informationen handelt, die für den Verbraucher ohne Erläuterung kaum verständlich oder aussagekräftig sind, ist der praktische Nutzen der Regelung gering. Der Verbraucher soll die Möglichkeit bekommen, sich über die Umweltauswirkungen zu informieren. Ein angemessenes und praktikables Mittel wäre die Verpflichtung zum Verweis auf entsprechende Fundstellen (z.B. im Internet). Einer Angabe in oder als Anlage zu der Rechnung oder auf Werbematerial schießt weit über das Ziel einer klaren und verständlichen Verbraucherinformation hinaus.

⇒ Themenpapier 18 - Stromkennzeichnung

19. Anschlusspflicht bei KWK-Anlagen

Eine entsprechende Anschlusspflicht der Netzbetreiber wird bereits durch § 4 Abs. 1 Satz 1 KWK-Gesetz geregelt. Eine konkrete Behandlung dieses Sachverhalts im Energiewirtschaftsgesetz ist folglich nicht erforderlich.

Kraft-Wärme-Kopplung als Umwelttechnologie (§ 1 und 3 Nr. 33) muss allerdings auch bei Zugang zu den Energieversorgungsnetzen beachtet werden. Dies war bisher allgemeine Überzeugung und wurde in § 6 Abs. 3 des geltenden EnWG verankert. Nach dem Wortlaut der amtlichen Begründung zum § 20 des Entwurfs ist an Umsetzung des § 6 Abs. 3 des geltenden Rechts nicht mehr ausdrücklich gedacht. § 20 Abs. 2 sollte daher nach den Worten "...unter Berücksichtigung der Ziele des § 1" um den Zusatz "in Verbindung mit § 3 Nr. 33" ergänzt werden. Es handelt sich um eine angemessene Klarstellung im Sinne der formulierten politischen Ziele der Bundesregierung. Mit den vorgeschlagenen Regelungen zu §§ 13 und 20 wird erreicht, dass Kraft-Wärme-Kopplungsstrom in Konfliktfällen nicht zu Lasten anderen Stroms abgeschaltet wird.

20. Schiedsstelle betreffend Umlage für EEG-Umlage und Anschluss von EEG-Anlagen

Die Umlage, die jeder Letztverbraucher nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu zahlen hat, berechnet sich nach §§ 14, 15 und 16 EEG. Es ist nicht sinnvoll, für diesen Sachverhalt eine Schiedsstelle einzuführen, da sämtliche Zahlenwerte des EEG-Belastungsausgleichs ständig netzbetreiberseitig durch entsprechende Testate von Wirtschaftsprüfern oder vereidigten Buchprüfern verifiziert werden. Die Beträge können folglich der Höhe nach nicht strittig sein. Ob ein Letztverbraucher letztlich die betreffende Umlage zu zahlen hat, ist eine Rechtsfrage und folglich durch die Rechtsprechung zu klären (vgl. BGH, Urteile vom 22.12.2003, Az. VIII ZR 310/02 und 90/02).

Eine Schiedsstelle für den Anschluss von EEG-Anlagen ist dagegen schon durch § 19 des EEG vom 21. Juli 2004 als EEG-Clearingstelle beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit errichtet worden. Einer weiteren Schiedsstelle bedarf es daher nicht.

21. Übergangsfristen und -regelungen

Die in § 115 Abs. 1 und 2 RegE vorgesehenen Anpassungsfristen für laufende Verträge von sechs Monaten sind zu kurz. Die Übergangsfrist sollte auf ein Jahr verlängert werden, um den administrativen Aufwand für alle

Beteiligten zu senken. Darüber hinaus sollten die verschiedenen Fallgruppen systematisch geordnet und übersichtlicher gestaltet werden. Im Zusammenhang mit den Übergangsvorschriften und den AGB-rechtlichen Vorschriften ist außerdem eine Anpassung des § 310 Abs. 2 BGB notwendig. Auf eine angemessene Überleitungsregelung in bezug auf vereinbarte AVB-Bezugnahmen ist zu achten.

⇒ Themenpapier 21 - Übergangsfristen

B. Themenpapiere

Themenpapier 1 - Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

Die Zuständigkeiten zwischen Bundesregulierungsbehörde und den Ländern müssen sachgerecht und effizient aufgeteilt werden. Die Bundeszuständigkeit sollte sich auf die Missbrauchsaufsicht über die Netznutzungsentgelte und alle netzentgeltbezogenen "Festlegungen" fokussieren.

§ 54 Abs. 2 RegE enthält eine Vermutung zu Gunsten der zentralen Bundeszuständigkeit. Nach der föderalen Ordnung des Grundgesetzes (Art. 83, Art. 87 Abs. 3 GG) ist ein umgekehrtes Regel-Ausnahme-Verhältnis vorgesehen.

Die **Bundeszuständigkeit** ist sachgerecht für die Aufsicht über die laufenden Netznutzungsentgelte (§§ 20 ff. RegE). Dafür spricht, dass die Netznutzungsentgelte unmittelbare Auswirkungen auf den bundesweiten Anbieterwettbewerb haben. Denn auch zukünftig soll der Netzzugang dem sog. entfernungsunabhängigen Punktmodell folgen, so dass die Netznutzungsentgelte kleiner lokaler Verteilerunternehmen zu wesentlichen Teilen von den Kosten der vorgelagerten, meist länderübergreifend tätigen Netzbetreiber bestimmt sind (sog. Kostenwälzungsprinzip). Hier ist eine umfassende Prüfung nur durch die Bundesbehörde möglich.

Sollte im Hinblick auf die Zuständigkeit zu Gunsten der Länder entschieden werden, so müssen sachgerechte materielle Kriterien für die Zuständigkeitsabgrenzung zwischen Bundes- und Landesaufsicht gefunden werden. Die historisch zufällig entstandene Lage eines geringfügigen Netzteilens in einem anderen Bundesland sollte beispielsweise nicht zu einer Bundeszuständigkeit führen.

Unabhängig von der Zuständigkeit für die Kontrolle der Netznutzungsentgelte sollten **Vollzugszuständigkeiten** dagegen nach wie vor bei den **Ländern** bleiben. Nach dem Regierungsentwurf behalten diese damit die Zuständigkeit für die Betriebsaufnahmegenehmigung im Netzbereich (§ 4 RegE), die Aufsicht über die allgemeinen Preise in der Grundversorgung (§ 40 RegE) sowie die Überwachung der Anforderungen an Energieanlagen.

Diese Zuständigkeitsregelung muss auch für die **Betriebsuntersagung** gem. § 5 RegE gelten. Ebenso wie die Betriebsaufnahmegenehmigung wirkt auch eine Betriebsuntersagung automatisch bundesweit, wenn z. B. die Unzuverlässigkeit eines bundesweit tätigen Energielieferanten in einem Land festgestellt wird. Eine Entscheidung durch die Landesbehörde über eine Betriebsuntersagung mit Information der Bundesregulierungsbehörde wäre völlig ausreichend.

Dasselbe gilt für die **Netzanschlussfragen** (§§ 17 ff. RegE), jedenfalls dann, wenn sich das Netzgebiet eines

Netzbetreibers über mehrere Länder erstreckt. Im Vordergrund stehen hier **technische Fragen**. Die Länder waren schon bisher zuständig für die Aufsicht über die technischen Anschlussbedingungen (§ 17 AVBEltV) und über die Berechnung der Baukostenzuschüsse (§ 13 BTOelt), wo ebenfalls eher technische Fragen (Ermittlung des relevanten Netzbereichs) im Vordergrund stehen. Hier ist eine einheitliche Handhabung unabdingbar.

Auch die **Berichtspflichten** zum Zwecke des sog. **Monitoring** und der Überwachung der Versorgungssicherheit (Teil 6) ließen sich effizienter über die Länder abwickeln. Das BMWA könnte sich damit auf eine Zusammenfassung der Länderberichte beschränken.

Bei einer solchen **differenzierteren Zuständigkeitsverteilung** könnte das ohnehin vorhandene Know-how in den Ländern, insbesondere in technischen Fragen, weiterhin genutzt werden. Der Bedarf an Sachverständigenurteilen und wissenschaftlicher Beratung (§ 64 RegE), um entsprechendes Fachwissen bei der Bundesbehörde zu hohen Kosten neu zu schaffen, würde sich weitgehend erübrigen.

⇒ Themenpapier 2 - ex ante-/ex post-Aufsicht

Bei der Schaffung eines neuen Systems der Regulierung und Kontrolle der Netzbereiche ist von besonderer Bedeutung, dass alle angewendeten Regulierungsinstrumente in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen und ihre Wirkung aufeinander nicht zu ungewollten Ergebnissen führt.

Dies gilt in besonderem Maße für die geplante Einführung des **Genehmigungsverfahrens** für die Geltendmachung von höheren Netznutzungsentgelten. Nach welchen Kriterien ein solches Verfahren erfolgen wird und welche Rechte und Pflichten die Beteiligten haben werden, lässt sich zur Zeit nicht abschätzen.

Bei der Ausgestaltung des Genehmigungsverfahrens ist ebenso wie im Rahmen der Missbrauchsaufsicht elementar, dass dem antragstellenden Netzbetreiber die Verpflichtung zum Nachweis bestimmter Tatsachen oder Umstände nur insoweit auferlegt wird, wie er ihn auch erbringen kann.

Bisher ist ungeklärt, welche strukturellen Unterschiede zwischen den Netzbetreibern anerkannt werden und in welchem Verfahren das geschieht. Nach § 21 Abs. 4 Satz 1 sind bei der Entgeltbildung die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens zu berücksichtigen. Eine Reaktion des einzelnen Netzbetreibers kann aber erst nach Veröffentlichung der Resultate – und damit nach der Kalkulation seiner Entgelte – erfolgen. Das macht deutlich, dass eine ex ante-Kontrolle und ein Missbrauchsvorwurf im Hinblick auf Einzelelemente der Kalkulation schon systematisch nicht zusammen passen.

Die bisher in § 21 Abs. 4 Satz 2 eingefügte Vermutungsregelung führt dazu, dass bereits **jede** Überschreitung der durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten die Vermutung einer energiewirtschaftlich nicht rationellen Betriebsführung auslöst. Kann der Netzbetreiber die Vermutung nicht entkräften, lehnt die Behörde den Antrag auf Genehmigung ab. Im Regelfall kennt der betroffene Netzbetreiber – anders als die Regulierungsbehörde – nur seine eigenen Entgelterlöse und Kosten. Andere unternehmensfremde Vergleichsdaten sind ihm dagegen nicht zugänglich, da er anders als die Regulierungsbe-

hörde über keinerlei Auskunftsrechte gegenüber anderen Netzbetreibern verfügt. Demgegenüber hat die Behörde alle Möglichkeiten zu einer umfassenden Aufklärung aller maßgeblichen Umstände. Daher kann und muss der Netzbetreiber zwar die von der Behörde geforderten Nachweise im Hinblick auf die eigene Kosten und Erlöslage erbringen. Hinsichtlich eines Vergleichs mit den Daten anderer Netzbetreiber muss es aber wie bisher im Kartellrecht beim **Amtsermittlungsgrundsatz** bleiben.

Die **bisher** im Regierungsentwurf vorgesehenen verfahrensrechtlichen Vorschriften für das behördliche Verfahren und auch die Rechtsmittelverfahren sind im vorliegenden Entwurf auf die geplante ex Post-Missbrauchsaufsicht ausgerichtet. In diesem Rahmen sind umfangreiche Beteiligungs-, Antrags- und Klagerechte festgeschrieben. Einige dieser Befugnisse waren schon im Hinblick auf die nachträgliche Missbrauchsaufsicht nicht erforderlich. Im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens sind sie in weiten Teilen unakzeptabel.

In naher Zukunft müssen die regulierten Netzbetreiber hohe Investitionen tätigen, da die maximale Lebensdauer vieler Leitungen und Stationen erreicht ist. Sie müssen die Möglichkeit haben, die dafür erforderlichen Mittel über die Netznutzungsentgelte zu erwirtschaften. Durch die Ausgestaltung des Genehmigungsverfahrens muss sichergestellt sein, dass Entgeltgenehmigungsverfahren in **angemessener Frist** abgeschlossen werden.

Eine Voraussetzung dafür ist, dass die Regulierungsbehörde innerhalb einer relativ kurz bemessenen Frist über einen gestellten und vollständig vorliegenden Antrag zu entscheiden hat. Bisher finden sich im Regierungsentwurf keine derartigen Fristen. Eine denkbare Lösung wäre, wie bei der Fusionskontrolle im Gesetz festzulegen, dass eine beantragte Genehmigung als erteilt gilt, wenn der Antrag nicht binnen einer bestimmten Frist sachlich beschieden wird. Alternativ wäre daran zu denken, die ex ante-Kontrolle als Anzeigeverfahren mit fristgebundenen Untersagungsmöglichkeiten auszugestalten.

⇒ Themenpapier 3 - Kalkulation der Netzentgelte (§§ 21 ff. RegE)

Die Stromwirtschaft hat bereits frühzeitig zum Ausdruck gebracht, dass sie ein wettbewerbsimulierendes, unbürokratisches Regulierungssystem im Sinne der volkswirtschaftlichen Entwicklung begrüßt und der weiteren Verbesserung der Effizienz im Stromnetzbereich abgeschlossen gegenübersteht.

Genauso deutlich wurde aber immer wieder darauf hingewiesen, dass eine Regulierung nur dann erfolgreich sein kann, wenn ein Ordnungsrahmen geschaffen wird, der einerseits die Qualität und das Leistungsniveau der Stromversorgung fördert und andererseits die erforderliche Eigenkapitalverzinsung an kapitalmarktüblichen Maßstäben ausrichtet und den Rückfluss des eingesetzten Kapitals sicherstellt.

Grundvoraussetzung zur Erfüllung dieser Anforderungen ist ein betriebswirtschaftlich sauberes Kalkulationsmodell. Die Elektrizitätswirtschaft begrüßt in diesem Sinne, dass das BMWA das bewährte System der Nettosubstanzerhaltung in die Strom-Netzentgeltverordnung (StromNEV) übernommen hat. Leider enthält jedoch der jetzt vorliegende Text der Verordnung eine Anzahl von Kriterien, die die Ziele der Nettosubstanzerhaltung und damit den Regulierungsauftrag erheblich in Frage stellen.

Aus der Vielzahl kritischer Punkte sind besonders die folgenden hervorzuheben.

Saldierung kalkulatorischer Abschreibungen (§ 6 Abs. 5 StromNEV)

Die Rückerstattung der in der Vergangenheit aufgelaufenen Abschreibungsbeträge ist methodisch nicht sachgerecht. Der Investor hat einen Anspruch auf den Rückfluss des investierten/eingesetzten Kapitals einschließlich einer angemessenen Verzinsung. Eine Saldierung mit Reinvestitionen widerspricht dem geforderten Effizienzgedanken (Rationalisierungen werden behindert) und kann zu einer Enteignung des Investors sowie zu einem hohen bürokratischen Regulierungsaufwand (der gesamte Anlagenbestand von 900 Unternehmen ist zu überprüfen) führen.

Die stromwirtschaftlichen Verbände haben zur Erhöhung der Transparenz bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ein Angebot für eine vereinfachte Anlagenindizierung unterbreitet (siehe Indexreihen). Insofern ist der zum Teil vorgebrachte Vorwurf der Intransparenz des Prinzips der Nettosubstanzerhaltung unberechtigt.

Die beabsichtigte betriebsmittelscharfe Saldierung der kalkulatorischen Abschreibungen mit Wiederbeschaffungswerten sollte gestrichen werden.

Eigenkapitalverzinsung (§ 7 Abs. 3 StromNEV)

Bei der Investition in Stromnetze handelt es sich um sehr langfristige Investitionen mit einer Laufzeit von teilweise über 40 Jahren. Unter dem Erfordernis der Reduzierung von Schwankungen des Basiszinssatzes und damit einhergehend der Netzentgelte wurde bei der VV II plus ein durchschnittlich längerfristiger Zins zugrunde gelegt. Im Gegensatz zu Aktienrenditen bewegen sich Zinssätze in Zyklen, die durch gesamtwirtschaftliche Bedingungen determiniert werden. Dadurch nähern sie sich im Zeitablauf dem langfristigen Durchschnittsniveau an. Dies führt zu einer niedrigeren Schwankung bei langlaufenden Zinssätzen, so dass hier ein über den Zeitablauf konstant gehaltener Zinssatz angesetzt werden kann.

Aufgrund der langen Kapitalbindungsdauer sollte aus Gründen der Fristenkongruenz und der Stetigkeit der Kalkulation der in der VV II plus verwendete langfristige 40-Jahresdurchschnitt zur Basiszinssatzermittlung gewählt werden.

Kritisch erscheint die Begrenzung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die kalkulatorische EK-Quote um ca. das 1,6-fache höher liegt als die bilanzielle Eigenkapitalquote. Durch die damit verbundene verstärkte Absenkung der bilanziellen Eigenkapitalquote (Erhöhung des Verschuldungsgrades) verschlechtert sich das Rating der betroffenen Unternehmen. Da sich Kreditgeber, Analysten und Eigenkapitalgeber grundsätzlich an der bilanziellen EK-Quote orientieren, wird die Akquirierung von Fremdkapital (Basel II) verteuert und der Unernehmenswert signifikant verringert.

Sollte trotz der geäußerten ernststen Bedenken eine Eigenkapitalquotenregulierung in der Verordnung umgesetzt werden, so ist zumindest eine Diskriminierung der Eigenkapitalgeber zu vermeiden. Hierfür wäre für das – die Eigenkapitalquote überschreitende – Eigenkapital die Nominalverzinsung anzusetzen.

§ 7 Abs. 4 StromNEV sollte dahin gehend geändert werden, dass das die vorgesehene Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital nominal verzinst wird.

Ertragsteuern (§ 8 StromNEV)

Die Vorschrift unterbindet den von der Betriebswirtschaft einstimmig geforderten aus Unternehmenssicht notwendigen Ansatz der Körperschaftsteuer bei der Eigenkapitalverzinsung. Dabei wird in eklatanter Weise das europäische Regulierungsumfeld ignoriert, in dem die Ertragsteuer als kalkulationsrelevant angesehen und bei der Kalkulation berücksichtigt wird. Die Konkurrenzfähigkeit deutscher Unternehmen bei der Akquisition und Erhaltung von Eigenkapital auf den internationalen Kapitalmärkten wird damit in unzulässiger Weise gefährdet.

Die Einstellung des Ordnungsgebers muss umso mehr verwundern, als er mit der REGTP eine Behörde mit der Regulierung der Strom- und Gasnetze beauftragt, die im Bereich der Telekommunikation den vollständigen Ansatz sowohl der Körperschaftsteuer als auch der Gewerbesteuer vorsieht. Die daraus folgende Diskriminierung und Schlechterstellung der Strom- und Gasnetzbetreiber ist nicht nachvollziehbar.

Die Gewerbesteuer und die Körperschaftsteuer sollten in Höhe des auf den Netzbetrieb entfallenden Anteils kalkulatorisch als Kostenelemente anzusetzen.

Indexreihen für Stromnetzbetreiber (ENTWURF)				
Index Nr.	Anlagegruppe	Untergruppe	WIBERA Indexreihe Nr.	WIBERA Indexreihe Bezeichnung
	Stromnetz			
1	HöS- u. HS-Netz	Erdkabel	233	110-kV Einfachkabel, Kupfer in Stahlrohr verlegt
2		Freileitungen	250	110-kV-Doppelfreileitung
3	Umspannung HöS/HS/MS	HS-Schaltanlagen	019	Hochspannungsschaltgeräte
4		Transformatoren	010	Transformatoren und Meßwandler
5		MS-Schaltanlagen	020	Schaltanlagen mit Montage (Mittelspannung)
6	MS-Netz	Erdkabel	237	Kabelnetze, Kupfer/Aluminium etwa 50:50 (m. Verlegung)
7			022	Kabelnetze Kupfer (mit Verlegung)
8			202	Kabelnetze Aluminium (mit Verlegung)
9		Freileitungen	225	Freileitungen, Mittelspannung, Beton-, Gitter- und Holzmasten
5	Umspannung MS/NS	Schaltanlagen	020	Schaltanlagen mit Montage (Mittelspannung)
4		Transformatoren	010	Transformatoren und Meßwandler
6	NS-Netz	Erdkabel	237	Kabelnetze, Kupfer/Aluminium etwa 50:50 (m. Verlegung)
7			022	Kabelnetze Kupfer (mit Verlegung)
8			202	Kabelnetze Aluminium (mit Verlegung)
10		Freileitungen	204	Freileitungen, NS, auf Holzmasten Cu u. Al gemischt
12	Hausanschlüsse (NS)	Erdkabel	023	Kabel-Hausanschlüsse
13	Stromzähler	Zähler	014	Elektrische Meß-, Prüf-, Steuer- u. Regelgeräte (ohne Montage)
4		Meßwandler	010	Transformatoren und Meßwandler
	Sonstige Anlagegruppen			
15	Gebäude		001	Betriebsgebäude (ohne Außenanlagen)
16			002	Verwaltungsgebäude
17	Außenanlagen		060	Außen- und Grünanlagen
18	Fahrzeuge		040	Kraftwagen (PKW und LKW)
19	Betr. u. Gesch.ausstattung	Büroausstattung	522	Büro- und Geschäftsausstattung
20		Werkzeuge u. Geräte	517	Werkzeugmaschinen und Handwerkzeuge
21		Meß- und Prüfgeräte	684	Elektr. Meßgeräte, Prüfgeräte
22	Fernwirk- u. Leittechnik		013	Fernsprechanlagen u.ä. (mit Montage)
23	EDV-Hardware		098	EDV Geräte- und Einrichtungen
24	EDV-Software		628	Ingenieurleistungen
25	nicht zuordenbare Anl.gruppen		072	Investitionsgüter (allgemein)

Anmerkung:

Sofern indizierte Tagesneuwerte nicht zu plausiblen Ergebnissen führen, können aktuelle Tagesneuwerte auf Basis von nachgewiesenen Marktpreisen angesetzt werden. Die Nachweisverpflichtung einschl. Wirtschaftsprüfer-Testat obliegt dem Netzbetreiber. Die Indizes sind auf den aktuellen Stand der TNW ab Beginn der Regulierung anzuwenden.

Themenpapier 5 Anreizregulierung

Anreizregulierung

- Kernpunkte zur Implementierung der Anreizregulierung für deutsche Stromnetzbetreiber -

Positionspapier

Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V.

Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW

Berlin, den 24. November 2004

1. Nachhaltige Regulierung setzt ausgewogenen Zielkatalog voraus (Anlage/Seite 2)

Die aktuelle Diskussion stellt – oft mit dem Hinweis auf die europäischen Nachbarländer – einseitig auf Preissenkungen und ihre möglichst schnelle Umsetzung ab. Gerade der Blick auf das Ausland sollte uns aber vor dem Hintergrund der in Deutschland bestehenden gesamtwirtschaftlichen Probleme vor Schnellschüssen bewahren. Eine Regulierung, die auf Nachhaltigkeit setzt, muss stets ein ausgewogenes Spannungs-Verhältnis zwischen den Wettbewerbszielen (angemessene Netzentgelte, Sicherstellung des Unternehmenserhaltes, Berücksichtigung von Qualitätsanforderungen) erzeugen. Voraussetzung hierfür ist ein konsistentes und schlüssiges Regulierungsmodell. Da die Regelungen zum Vergleichsverfahren im EnWG und der StromNEV mit jeglicher Anreizregulierung inkompatibel sind – sie versuchen auf sehr grobe Art dasselbe zu regeln, wie die noch zu entwickelnde Anreizregulierung – sollten diese gestrichen werden. Sobald die Details für eine Anreizregulierung vorliegen bedarf es ihrer Fixierung in der StromNEV. Entwicklung und Implementierung der Anreizregulierung sollten sich aus Sicht der deutschen Netzbetreiber an den im folgenden beschriebenen Kernpunkten ausrichten.

2. Anreizregulierung erfordert ein ganzheitliches Regulierungs-Modell (Anlage/Seite 3)

Eine in diesem Sinne funktionierende Regulierung besteht als integriertes System aus den drei korrelierenden Bestandteilen „**Kalkulation, Normierung** (Benchmarking) und **Regulierung**“.

Kalkulation

Die betriebswirtschaftlich fundierte Festlegung der Kalkulationsmethodik und -ansätze bildet die unverzichtbare Grundlage der Anreizregulierung. Davon abzuweichen, hieße falsche Benchmarkergebnisse in Kauf zu nehmen und die Regulierungserfolge letztlich in Frage zu stellen. Nur wenn sich Investitionen in Netze lohnen, lassen sich Netzausbau und -erhalt und damit Versorgungsqualität langfristig sichern. Nettosubstanzerhaltung und kapitalmarktorientierte Verzinsung sind daher im EnWG zu verankern.

Normierung (Benchmarking)

Ziel des Benchmarking ist die **Aufdeckung von Effizienzdefiziten**. Wissenschaftliche Arbeiten und internationale Erfahrungen zeigen, dass selbst innerhalb eines Benchmarking-Verfahrens, trotz der Berücksichtigung struktureller Unterschiede, die Ergebnisse sehr stark streuen können. Die Absicherung der Ergebnisse erfordert daher unbedingt die parallele Anwendung mindestens zweier Methoden. Darüber hinaus sollten rechnerische Effizienzdefizite keinesfalls direkt 1:1 in eine Preisregulierung übersetzt, sondern beispielsweise mit Hilfe

einer Clustering realistische Effizienzziele abgeleitet werden. Die heterogene Struktur des deutschen Marktes mit ca. 900 Netzbetreibern lässt im Gegensatz zum Ausland zudem eine **Vorsortierung** (z.B. über Strukturklassen) – vor Durchführung des eigentlichen Benchmarkingverfahrens – als sinnvoll erscheinen. Dabei sollten insbesondere Ost/Westunterschiede berücksichtigt werden.

Die Berücksichtigung aller wesentlicher Kostentreiber ist Voraussetzung für faire Effizienzvergleiche. Gegenstand des Benchmarking dürfen allerdings nur die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kosten sein. Nicht beeinflussbare Kosten wie z.B. EEG, KWK und Regelenergie sind zu neutralisieren.

Ein wesentlicher Kostentreiber ist die **Versorgungsqualität**. Wird diese nicht ausreichend in die Anreizregulierung einbezogen, besteht die Gefahr, dass sich Preissenkungen in ungewolltem Umfang zu Lasten der Versorgungsqualität niederschlagen. Regulierung muss daher stets in einem Balanceakt Effizienz- und Qualitätsziele in Einklang bringen. Folglich ist die Bewertung von Zuverlässigkeitskenngrößen, bei der auch Strukturunterschiede zu beachten sind, integraler Bestandteil der Regulierungsmethodik. Qualitätssicherung darf nicht zu einer Investitionsverpflichtung für Netzbetreiber i.S. staatlicher Lenkung führen. Die Investitionsverantwortung liegt auch in einem Als-ob-Wettbewerb natürlicherweise bei den Unternehmen.

Regulierung

Die Netzregulierung ist im Kontext der EU-Richtlinie und den vom EnWG vorgegebenen Regulierungszielen sowie der Bedingungen des nationalen und internationalen Netzzugangs zu betrachten. Welches Verfahren in Deutschland zum Einsatz kommt, lässt sich heute noch nicht festschreiben. Vielmehr sind hier Methoden zu entwickeln, die Chancen und Risiken für die Netzbetreiber gleichermaßen abbilden sowie die angestrebte Versorgungsqualität in die Regulierung integrieren. Damit für alle Beteiligten planbare Bedingungen entstehen, bedarf es eines stabilen und zuverlässigen Anreizsystems mit realistischen Effizienzzielen für alle Netzbetreiber. Tatsächliche Anreize zur Effizienzsteigerungen können aber nur entstehen, wenn die Chance besteht, bei entsprechenden Effizienzsteigerungen zusätzliche Renditen zu erwirtschaften, die sich mehrere Jahre positiv auf die Eigenkapitalverzinsung auswirken. Eine Regulierungsperiode von fünf Jahren wäre deshalb angemessen.

3. Entwicklungsstand verlangt schrittweisen Implementierungsprozess (Anlage, Seite 4)

Derzeit existiert keine „first-best-Lösung“. Insbesondere eine Regulierung, die an der Effizienz ausgerichtete Preise und Qualitätsstandards in Einklang bringt, ist noch nicht hinreichend erprobt. Beispiele aus dem europäischen Umfeld (z.B. Norwegen) belegen, dass eine nachhaltige Regulierung eine mehrjährige und stufenweise aufzubauende Implementierung – unter aktiver Einbeziehung des Wirtschaftszweiges – notwendig macht. Systeme des „trial and error“ sind – wie die Beispiele Großbritannien und Niederlande verdeutlichen – abzulehnen. Ein ganzheitliches dynamisches Regulierungsmodell erfordert für jede Regulierungsperiode einen erneuten **Kreislauf von Kalkulation – Normierung – Regulierung** (Anlage, Seite 3). Unter diesen komplexen Bedingungen

lässt sich die Anreizregulierung in Deutschland nur „step by step“ implementieren:

Phase 0: Vorbereitungsphase

In der Vorbereitungsphase hat der Gesetzgeber die Grundlagen für ein konsistentes Regulierungssystem zu schaffen, d.h. Kalkulationsprinzipien sowie Strukturklassen für eine erste Vorsortierung der Netzbetreiber zu definieren. Darüber hinaus muss er für die Entwicklung des Benchmarkingverfahrens die erforderlichen Effizienz- und Qualitätsdaten identifizieren.

Phase 1: Einstiegs- und Entwicklungsphase (einfache Anreizregulierung)

Die erste Regulierungsphase ist einerseits durch eine Vielzahl von Entwicklungsschritten gekennzeichnet, andererseits erfolgt der Einstieg in die Anreizregulierung. So muss die Regulierungsbehörde ein Reporting zur regelmäßigen Datenerhebung von Qualitätskenngrößen und Effizienzparametern entwickeln und einführen. Darauf aufbauend lassen sich dann erste Qualitätsziele definieren. Ein erstes Benchmarking zur Identifizierung „schwarzer Schafe“ könnte ebenfalls bereits durchgeführt werden. Der Wirtschaftszweig bietet der REGTP seine Mitarbeit bei der Entwicklung eines Regulierungsmodells an.

Phase 2: Integrierte Anreizregulierung (Regulierungsintervall 5 Jahre)

Am Ende der ersten Regulierungsperiode könnten umfassende Effizienzvergleiche und weiterentwickelte Qualitätsziele vorliegen, die es erlauben, in einen integrierten und rhythmischen Regulierungsprozess einzusteigen. Dazu müsste ein dynamisches Anreizintegral definiert sein, das es erlaubt, die wesentlichen Steuerungsgrößen wie allgemeine und individuelle Effizienzziele, Inflation, Qualität, Nachfragemenge etc. in die Regulierung einzu beziehen.

4. Rahmenbedingungen zur Implementierung (Anlage, Seite 5 und 6)

1. Nachhaltige Regulierung setzt ausgewogenen Zielkatalog voraus

Als-ob-Wettbewerb kann nur im Interesse aller Marktteilnehmer geschaffen werden und muss Risiken und Chancen für Netzbetreiber gleichermaßen abbilden.

2. Methodenentwicklung durch REGTP unter aktiver Begleitung des Wirtschaftszweiges

Vergleichsverfahren nach EnWG/StromNEV ist inkompatibel mit jeglicher Anreizregulierung. Regelungen sind daher zu streichen. Endgültige Methode ist durch normative Festlegung zu fixieren.

3. Anreizregulierung erfordert ganzheitliches Regulierungsmodell

Jede Regulierungsperiode erfordert erneuten Kreislauf von Kalkulation – Normierung – Regulierung.

4. Integrierte Anreizregulierung ist „step by step“ aufzubauen (Phasenmodell)

Es gibt derzeit keine „first-best-Lösung“. Belastbare Methodenentwicklung, keine Schnellschüsse.

5. Der Wirtschaftszweig bietet der REGTP seine Mitarbeit bei der Entwicklung eines Regulierungsmodells an

6. Nettosubstanzerhaltung und kapitalmarktorientierte Verzinsung gesetzlich verankern.

Investitionen in Netze müssen sich lohnen, um Netzausbau und -erhalt langfristig zu sichern.

7. Absicherung der Benchmarking-Ergebnisse.

Anwendung robuster Benchmarking-Methoden, mindestens zwei Modelle, keine 1:1 Übersetzung der Effizienzergebnisse in Entgeltvorgaben, Vorsortierung (Strukturklassen) wg. heterogener Struktur des deutschen Marktes, u.a. Berücksichtigung Ost/West-Unterschiede. Vereinfachte Vergleichsverfahren führen in falsche Richtung.

8. Nicht beeinflussbare Kosten neutralisieren (z.B. EEG, KWK, Regelernergie)

Benchmarking bezieht sich nur auf die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kosten. Berücksichtigung unternehmensindividueller Investitionszyklen, um unternehmensindividuelle Kostenoptimierung zu ermöglichen.

9. Regulierung muss Effizienz und Versorgungsqualität in Einklang bringen.

Bewertung von Qualitätskenngrößen unter Berücksichtigung von Strukturunterschieden muss in Regulierungsmethodik einfließen. Keine Investitionsverpflichtung i.S. staatl. Lenkung, sondern Investitionsverantwortung der Netzbetreiber.

10. Stabiles/zuverlässiges Anreizsystem mit realistischen Effizienzzielen.

Tatsächliche Anreize können nur entstehen, wenn die Chance besteht, bei entsprechenden Effizienzsteigerungen zusätzliche Rendite zu erwirtschaften, die sich mehrere Jahre positiv auf EK-Verzinsung auswirkt (Regulierungsperiode = 5 Jahre).

Themenpapier 7 - Haftungsregelung

Der Regierungsentwurf sieht eine ausdrückliche Regelung der Haftung lediglich in § 13

Abs. 4 vor. Diese umfasst allerdings nur den Haftungsausschluss in Bezug auf die Haftung für Vermögensschäden, die nach Notmaßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers entstehen (Haftung aus Systemverantwortung), nicht dagegen Sach- und Sachfolgeschäden. Wegen des erheblichen Zeitdrucks in Notsituationen sollte sich die Haftung für ungeeignete Notmaßnahmen auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränken.

Auch im Hinblick auf die übrigen Aufgaben und Haftungsrisiken der Betreiber von Übertragungsnetzen nach §§ 12 ff. und der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 14 bedarf es einer Haftungsregelung, die für die Netzbetreiber Rechts- und Planungssicherheit schafft.

Für die Haftung der Netzbetreiber bei betriebspezifischen Risiken bietet § 6 der geltenden AVBEitV eine umfassende und in der Praxis bewährte Regelung, die sich bei entsprechender Anpassung auch auf die diversen Rechtsbeziehungen zu Betreibern von Übertragungsnetzen übertragen lässt.

Die Regelungen der geltenden AVBEltV müssen angepasst und neu gefasst werden. Der Entwurf des BMWA für eine neue Haftungsregelung in § 15 AVB-Netzanschluss ist jedoch nicht akzeptabel. So ist die Ausweitung der Haftung auf leicht fahrlässig verursachte Sach- und Vermögensschäden unangemessen und nicht nachvollziehbar. Die Haftungsprivilegierung ist vor allem notwendig, weil Störungen im vermaschten Netz unvorhersehbar große Auswirkungen in der Fläche haben können. Unregelmäßigkeiten bei der Versorgung bilden daher ein unübersehbares Risikopotential. Zu dieser Einschätzung gelangte auch der Bundesgerichtshof in seiner jüngsten Entscheidung zur Haftungsprivilegierung für Überspannungsschäden vom 26. Mai 2004 (Az. VIII ZR 311/03).

Gegen die in dem bisher bekannten Entwurf vorgelegte Regelung spricht aber vor allem, dass sich die erhöhten Risiken insbesondere für reine Vermögensschäden, die infolge der Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung entstehen, nicht versichern lassen. Wegen der fehlenden Versicherbarkeit für reine Vermögensschäden sind die Konsequenzen einer derartig gravierenden Haftungserweiterung nicht abzusehen. Diesbezüglich sollte es daher bei der bisherigen Haftungsregelung bleiben, solange die Frage des Versicherungsschutzes nicht geklärt ist.

Sach- und Sachfolgeschäden sind grundsätzlich anders als reine Vermögensschäden versicherbar. Um eine Prämie für solche Schäden ermitteln zu können, benötigt die Versicherung jedoch aussagefähige Statistiken. Diese liegen derzeit auf Sach- und Sachfolgeschäden nicht vor.

Der größte Teil der Schäden war bisher nicht ersatzpflichtig. Meist fehlte es an einem vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Verhalten. Für die Statistik wurde nur festgehalten, ob ein Schaden ersatzpflichtig war oder nicht. Eine Unterscheidung zwischen nicht ersatzpflichtigen Schäden im Hinblick auf leichte Fahrlässigkeit und fehlendes Verschulden erfolgte nicht.

Ohne diese Information wäre die Versicherungswirtschaft kaum bereit, diese Schäden zukünftig zu versichern, gerade weil bei Massengeschäften die Anzahl und Höhe der Schäden nicht ohne Statistik geschätzt werden kann. Sollte die Versicherungswirtschaft dennoch bereit sein, diese Schäden zu versichern, dann nur gegen hohe Prämienzuschläge, welche wiederum die Netznutzungsentgelte und/oder Strompreise erheblich verteuern würden.

Themenpapier 8 – Transparenz/Auskunfts- und Berichtspflichten

Die Auskunfts- und Berichtspflichten sind auf das unbedingt erforderliche Maß zu begrenzen. Die geplanten Informations-, Dokumentations-, Berichts- und Auskunftsspflichten führen zu erheblichen Verwaltungskosten und sind deutlich überzogen.

Die in § 52 vorgesehene detaillierte Meldepflicht von Versorgungsstörungen stellt einen erheblichen organisatorischen Aufwand für die Unternehmen dar und ist nur durch kostenträchtige Neueinstellungen im Bereich Statistik und erheblichen Umstellungs- und Erfassungsaufwand in der Datenverarbeitung zu bewältigen. Insbesondere im Hinblick auf kleinere und mittlere EVU, die bisher noch keine derartigen Statistiken führen, stellt dies eine erhebliche finanzielle Belastung dar, die in keinem

Verhältnis zu den sehr begrenzten Auswirkungen auf die Kunden in der Niederspannung steht.

Auch das **Auskunftsrecht** gem. § 69 Abs. 1 RegE, das bis in die Ebene der Verbände hinein reicht, geht viel zu weit. Soweit die Auskunftspflicht auch allgemeine Marktstudien umfassen soll, ist sie unverhältnismäßig und sachlich nicht geboten. Zum einen findet eine regelmäßige Begutachtung des Marktes durch die Monopolkommission statt. Zum anderen hat der Inhalt einer Marktstudie keinerlei Einfluss darauf, ob sich ein Unternehmen missbräuchlich verhält oder nicht. Die umfassenden Auskunftsrechte könnten de facto zu einer Ausforschung der Unternehmen – auch mittelbar über die Unternehmensvereinigungen – führen, was unzulässig ist.

Insbesondere ist die Auskunftspflicht von **Verbänden** im Rahmen des EnWG nicht sachgerecht. Anders als im GWB sind Normadressaten der materiellen Anforderungen des EnWG nur die Unternehmen, nicht auch Verbände. Eine solche Regelung greift aber maßgeblich in die Arbeit der Verbände ein und erlaubt der Regulierungsbehörde umfassende Informationen über die Verbandstätigkeit. Dementsprechend muss die Auskunftspflicht der Verbände in § 69 Abs. 2 RegE gestrichen werden.

Auch das Enqueterecht in § 69 Abs. 10 erscheint übermäßig. Es eröffnet – zumindest in der Kombination mit dem Monitoring (§ 35 Abs. 2) – die Möglichkeit zu fast beliebiger Ausforschung. § 69 Abs. 10 sollte daher gestrichen werden.

Darüber hinaus finden sich in den nunmehr vorliegenden Verordnungen (Strom-Netzzugangsverordnung und Strom-Netzentgeltverordnung) weitere Auskunfts-, Berichts- und Veröffentlichungspflichten, die den Unternehmen auferlegt werden. Diese sind im Sinne einer praxisgerechten Umsetzung drastisch auf das erforderliche Maß zu reduzieren.

Themenpapier 9 – Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Die Aufgabe der Messung und der Ablesung muss bis auf die Fälle einer freiwilligen anderweitigen Vereinbarung zwischen Netznutzer und Netzbetreiber auch künftig dem Netzbetreiber obliegen, bei dem der Netzkunde angeschlossen ist. Es muss daher in den Verantwortungsbereich des Netzbetreibers fallen, die für die Abrechnung der Netznutzer relevanten Verbrauchs- bzw. Einspeisedaten zu erfassen, zu verarbeiten und an die berechtigten Stellen weiterzuleiten. Bisher werden die Kosten für Zählung und Abrechnung an den Entnahme- und Einspeisestellen vom Netzbetreiber separat vom Netznutzungsentgelt in Rechnung gestellt und beinhalten die Bereitstellung von Messgeräten sowie die Erfassung, Weiterleitung und Verarbeitung von für die turnusgemäße Abrechnung der Netznutzung relevanten Daten.

Dem Netzbetreiber sind derzeit und auch zukünftig vielfältige Aufgaben zugeordnet. Nachfolgende Beispiele sind für Zählung und Ablesung relevant:

Die **Energiemengenermittlung** ist zwischen den Netzkunden und den Netzbetreibern im Netznutzungsvertrag geregelt. Sie setzt dabei unabhängig vom jeweiligen Stromlieferanten auf Kontinuität und langfristige Vertragsbindung. Sie erfolgt durch Differenzbildung der Ablesewerte über einen vorgegebenen Zeitraum. Aus dieser

Differenz werden die abzurechnenden Verbrauchsdaten ermittelt. Bei Bedarf werden Ersatzwerte zur Verfügung gestellt.

Die ermittelten Verbrauchswerte dienen zur Abrechnung der Netznutzung, der Stromlieferung und der Ermittlung der Konzessionsabgabe.

Zu den Aufgaben, die mit der **Umsetzung des Bilanzkreismodells** zusammenhängen, gehören die Netzbilanzierung im Verteilnetz, die Lieferantenbilanzierung, die Bilanzkreisbilanzierung, die Datenweitergabe an Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen sowie die Datenweitergabe an den Bilanzkreiskoordinator (ÜNB).

Weitere relevante Aufgaben sind die Umsetzung des Lastprofilverfahrens, die Ermittlung der Differenz zwischen Summenlastprofilen und tatsächlicher Lieferung, die Ermittlung der Netzverluste, die Erhebung und Weiterleitung der Konzessionsabgabe und die Aufnahme des EEG- und KWK-G-Stroms mit der jeweils dazugehörigen technischen und organisatorischen Abwicklung.

Auch aus Gründen des **Verbraucherschutzes** ist es sinnvoll, die Aufgabe der Messung und Ablesung den Netzbetreibern zu übertragen. Der bisherige eichrechtliche Rahmen unterstellt, dass die Überwachung der Eichgültigkeit der Elektrizitätszähler durch den Netzbetreiber mit relativ wenig administrativem Aufwand bei den Eichaufsichtsbehörden der Länder gewährleistet ist. Wird diese eindeutige Verantwortung für alle Zählstellen des Netzbetreibers dahingehend geteilt, dass im Extremfall jeder Netzkunde sein eigener Messdienstleister sein kann, so ist aus Kapazitätsgründen bei den heutigen Eichbehörden die gesetzlich geforderte Nachschau nicht mehr möglich. Derzeit ist das Vertrauen in die richtige Energiemengenmessung praktisch nicht in Frage gestellt. So wird jährlich lediglich für 0,003% des Zählernetzbestandes eine förmliche Befundprüfung nach dem Eichgesetz beantragt und bei den staatlich anerkannten Prüfstellen durchgeführt. Kein anderes Mess- und Zählgerät genießt ein solch hohes Vertrauen. Sollte das Vertrauen in „richtiges Zählen“ verloren gehen, ist der volkswirtschaftliche Schaden nicht absehbar.

Zudem lassen sich durch die generelle Zuweisung der Aufgabe an den Netzbetreiber **Kosten einsparen**. Befindet sich der Zähler nicht im Eigentum des Netzbetreibers, ist bei einem Lieferanten-, Kunden- oder Dienstleisterwechsel, Umzug des Stromkunden etc. ein Zählerwechsel vor Ende der Nutzungsdauer erforderlich, da ein Zähler-eigentümer immer bestrebt sein wird, sein Eigentum produktiv zu nutzen, um „Stranded Investments“ zu vermeiden. Daraus resultieren **Mehrkosten für den Zählerausbau und -einbau**.

Durch die konsequente Nutzung des eichrechtlich zugelassenen Stichprobenverfahrens durch die Netzbetreiber können die eingebauten Zähler jeweils 5 weitere Jahre im Netz verbleiben. Durch die höhere **Nutzungsdauer der Zähler im Netz** können die Messkosten erheblich gesenkt bzw. stabilisiert werden. Voraussetzung für dieses Verfahren ist eine große eingebaute Stückzahl gleichen Typs und Ersteichjahres. Es ist davon auszugehen, dass ein Dienstleister mit kleineren Zählerstückzahlen diesen Vorteil nicht nutzen kann.

Ein potenzieller externer Messdienstleister muss zur Abrechnung seiner Leistungen und zur Weitergabe seiner Messergebnisse zusätzlich ein Datenmanagement betrei-

ben, das sich inhaltlich nur unwesentlich von dem des Verteilnetzbetreibers unterscheiden kann (im Prinzip ist es lediglich um die Daten des Stromlieferanten reduziert). Durch das **Kundendatenmanagement** des externen Messdienstleisters entstehen **weitere Fixkosten**, die somit zusätzlich durch den Kunden zu tragen sind.

Der zur Abrechnung mit den Marktpartnern zusätzlich erforderliche Datenaustausch zwischen dem Verteilnetzbetreiber und den Messdienstleistern wird zu einem **Mehraufwand** führen.

Externe Messdienstleister werden Kunden mit guter Bonität und geringen variablen Kosten akquirieren (z.B. Kunden in Ballungsgebieten). Der Netzbetreiber ist nach AVB verpflichtet, die Messdienstleistung für die verbleibenden weniger kostengünstigeren Kunden zu erbringen. Durch das zu erwartende "Rosinenpicken" der externen Messdienstleister entfällt die bisherige Sozialisierung der Kosten zwischen Kunden gleicher Messart.

Des Weiteren führt die Liberalisierung des Messwesens auf breiter Basis zu höheren Kosten, die über die Abrechnungspreise bzw. Netznutzungsentgelte auf alle Kunden eines Verteilnetzes umgelegt werden (Sozialisierung der Mehrkosten).

Aus diesen Gründen basieren Vorschläge für eine Liberalisierung des Messwesens zwar auf nachvollziehbaren Zielen, führen aber eher zu Mehrkosten als zu positiven Auswirkungen des Wettbewerbs. Die erzwungene Einführung von Wettbewerb in einem weiteren kleinen Marktsegment des Stromsektors, das über ohnehin schwer zu organisierende Datenflüsse mit dem Rest des liberalisierten Strommarkts eng verbunden ist und dort Abrechnungschaos verursachen kann, ist hier nicht sinnvoll. Auf jeden Fall muss der Teil des Messwesens, der am direktesten mit dem Rest des Strommarkts verwoben ist, nämlich die Ablesung und Daten-Weiterverarbeitung, beim Netzbetreiber verbleiben, selbst wenn andere Lösungen für die Zählergeräte selbst zwischen Netzbetreiber und Kunde vereinbart werden.

Themenpapier 10a - Steuerrechtliche Aspekte des Unbundling

Wir begrüßen die geplanten ertragsteuerlichen und grunderwerbsteuerlichen Regelungen in § 6 Abs. 2 und 3 RegE und das Vorhaben der Bundesregierung die rechtliche Entflechtung steuerneutral zu gestalten. Zu befürworten ist insbesondere auch die grunderwerbsteuerliche Regelung in § 6 Abs. 3 RegE, da die Unternehmen dadurch die Möglichkeit erhalten, alle betriebswirtschaftlich sinnvollen Umstrukturierungsoptionen tatsächlich zu verwirklichen.

Die Regelungen in § 6 Abs. 2 und 3 RegE bergen für die Unternehmen jedoch noch erhebliche steuerliche Risiken. So wird in § 6 Abs. 2 Satz 2 und 3 RegE auf *den Organisationsakt* der Entflechtung abgestellt. Dabei erscheint es unklar, ob diese Formulierung bedeutet, dass die Entflechtung in einem zeitlich *einheitlichen* Organisationsakt vollzogen werden muss. In der Praxis wird die rechtliche Entflechtung häufig nicht in einem zeitlich einheitlichen Organisationsakt, sondern in mehreren – u.U. zeitlich auseinanderfallenden - Schritten vollzogen. Die Unternehmen müssen die Möglichkeit haben, auch zu einem späteren Zeitpunkt betriebswirtschaftlich sinnvolle oder von der Regulierungsbehörde geforderte Vermögensübertragungen auf die Netzgesellschaft, die im Rahmen

der rechtlichen Entflechtung stattfinden, steuerneutral vornehmen zu können. Die Worte "**unmittelbar...des Organisationsakts**" in Satz 2 bzw. "des Organisationsakts" in Satz 3 sollten daher **gestrichen** werden. Der jetzige Wortlaut des § 6 Abs. 2 Satz 2 und 3 RegE führt für die Unternehmen zu großen Unsicherheiten mit der Folge, dass für jeden Einzelfall verbindliche Auskünfte der Finanzbehörden eingeholt werden müssen. Ein solches Vorgehen ist für die Unternehmen und die Finanzbehörden sehr aufwändig, bindet Ressourcen und ist zudem mit hoher Planungsunsicherheit belastet. Darüber hinaus schlagen wir vor, den Satz 2 vollständig zu streichen, da die hier gemachte Aussage redundant ist. Bereits in Satz 1 wird klargestellt, dass die Teilbetriebsfiktion nur für die Fälle der §§ 7 und 8 RegE gilt.

Schließlich sollten der letzte Satz des Absatzes 2 und der letzte Satz des Absatzes 3 gestrichen werden. Diese Sätze sind überflüssig, da bereits nach § 111 Abgabenordnung sichergestellt ist, dass die Regulierungsbehörde den Finanzbehörden die erforderliche Amtshilfe zu leisten hat. Auch verwaltungsökonomische Gründe sprechen gegen eine gesetzliche Regelung, die bestimmt, dass die Finanzverwaltung die Amtshilfe in jedem Fall in Anspruch nehmen muss. Vielmehr sollte es der Finanzverwaltung überlassen sein, im Rahmen ihres eigenen Ermessens für den jeweiligen Einzelfall zu entscheiden, ob und ggf. in welchem Umfang sie Amtshilfe in Anspruch nimmt. Ein solches Vorgehen vermeidet auch lange Bearbeitungszeiten, die aus der Beurteilung eines Falls durch zwei Behörden regelmäßig drohen würden und damit eine unnötige zeitliche Behinderung der Entflechtung.

Themenpapier 10b - Rechnungsmäßige Entflechtung § 10 RegE EnWG

Zur rechnungsmäßigen Entflechtung nach § 10 RegE EnWG hat der VDEW in seinem Positionspapier zur Novellierung des EnWG vom 17. Dezember 2003 und in der VDEW/VDN/VRE-Stellungnahme vom 15. März 2004 zum Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts Vorschläge zur nationalen Umsetzung der EG-Vorgaben unterbreitet. Die Vorschläge orientieren sich an den erschöpfenden Vorgaben der EG-Beschleunigungsrichtlinie und insbesondere an der kaufmännischen Auslegung des Richtlinienbegriffs „interne Rechnungslegung“. Daher sollte nach Auffassung des VDEW die rechnungsmäßige Entflechtung nicht mehr an die handelsrechtlichen Bilanzierungs- und Bewertungsvorschriften gebunden werden. Stattdessen müssten für die Erstellung der jeweiligen Tätigkeitsabschlüsse die kosten- und leistungsrechnerischen Ansätze zugrunde gelegt werden.

Der vorliegende § 10 RegE negiert jedoch nahezu alle Vorschläge des Wirtschaftszweiges. Er geht in einem hohen Maße über die Vorgaben der EG-Richtlinie hinaus und wählt die handelsrechtliche Ausprägung der Tätigkeitsabschlüsse. Damit erfolgt, ohne erkennbare Notwendigkeit, eine wesentliche Ausweitung der Anforderungen an die rechnungsmäßige Entflechtung. Gerade für die große Anzahl von kleinen und mittleren Unternehmen entsteht dadurch eine erhebliche und unnötige organisatorische und finanzielle Belastung.

Zu Recht hat die Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates die Aufnahme des neuen Satzes 4 in § 10 Abs. 4 abgelehnt. Die Forderung des Bundesrates und die damit verbundene Begrün-

dung suggerieren ein generelles Misstrauen des Gesetzgebers gegenüber den im Bestätigungsvermerk geäußerten Feststellungen des Abschlussprüfers. Der Bestätigungsvermerk des Wirtschaftsprüfers ist das Urteil über die Ordnungsmäßigkeit der Rechnungslegung. Das schließt insbesondere die Einhaltung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und der Generalnorm des § 264 Abs. 2 HGB ein. Hierbei handelt es sich um die zentralen Punkte der handelsrechtlichen Rechnungslegung.

Der Gesetzgeber möchte gerade zur Ordnungsmäßigkeit der rechnungsmäßigen Entflechtung eine Aussage des Wirtschaftsprüfers erhalten. In § 10 Abs. 4 RegE wird der Wirtschaftsprüfer zur Prüfung der rechnungsmäßigen Entflechtung und zur Erweiterung des Bestätigungsvermerks verpflichtet. Die Prüfungsanforderungen wurden dabei über die Vorgaben der EG-Richtlinie erweitert. Nach der Richtlinie wäre nur das Vorhandensein getrennter Konten und getrennter Abschlüsse für die jeweiligen Tätigkeiten zu prüfen. Wenn der Gesetzgeber eine Aussage des Wirtschaftsprüfers wünscht, muss er ein Prüfungsergebnis auch als solches akzeptieren. Ansonsten würde die Erweiterung der Jahresabschlussprüfung keinen Sinn ergeben.

Im Übrigen muss vor den möglichen Folgen der „Entwertung“ des Bestätigungsvermerks gewarnt werden. Vom Testat des Wirtschaftsprüfers abweichende Feststellungen der Regulierungsbehörde wären aufgrund ihres abweichenden Auftrags und Prüfungsansatzes denkbar. Damit würden verschiedene Prüfungsergebnisse vorliegen. Deren Auswirkungen auf nationale und internationale Investoren wären nicht abschätzbar.

Zu ausgewählten Detailfragen des RegE wird nachfolgend nochmals die Auffassung der Branche dargelegt.

Der Regierungsentwurf weitet die bereits dezidierten Vorgaben der EG-Beschleunigungsrichtlinie in einem erheblichen Umfang aus. Der § 10 Abs. 2 RegE entspricht seiner Intention nach der Regelung der Gas-Richtlinie. Er sollte entsprechend der Richtlinie und dem derzeitigen § 9 Abs. 4 Satz 1 EnWG formuliert werden. Durch die Anwendung der bisherigen Formulierung „darzustellen“, könnte die bewährte Praxis der Darstellung von Geschäften größeren Umfangs beibehalten werden. Ein Informationsverlust wäre damit nicht verbunden.

Die Formulierung des § 10 Abs. 3, Satz 1, 1. Halbsatz RegE zum Adressatenkreis der Vorschriften zur rechnungsmäßigen Entflechtung ist – nach mehrfachen Änderungen – inzwischen nicht mehr verständlich und führt zu einer Reihe von Auslegungsfragen. Im Gesetz sollte, im Interesse von Anwendungssicherheit, eine möglichst einfache Formulierung vorgenommen werden. Das könnte durch folgende Neufassung erreicht werden: „*Ein im Elektrizitäts- oder Gasbereich tätiges Energieversorgungsunternehmen, ...*“

Die separate Darstellung der vermögensverwaltenden Tätigkeit wie sie § 10 (3) Satz 2 RegE vorsieht, geht weit über die Anforderungen der EG-Richtlinie hinaus. Sie sieht lediglich den gesonderten Ausweis der Einnahmen aus dem Eigentum am Übertragungs- und Verteilernetz vor. Die Ausweitung führt zu einem erheblichen finanziellen und organisatorischen Aufwand in der Rechnungslegung der betroffenen EVU.

Der § 10 Abs. 5 RegE ist gänzlich abzulehnen. Derartige Forderungen enthält die EG-Richtlinie nicht. Sie sind

überzogen und führen zu einem massiven bürokratischen Aufwand, sowohl in der Bundesbehörde, als auch für die Unternehmen. Die generelle Archivierung von Unternehmensunterlagen von mehr als 1.000 EVU widerspricht dem Ziel einer schlanken Regulierungsbehörde und ist eine Verschwendung natürlicher Ressourcen.

Weiterhin sind die Sätze 2 – 4 des Absatzes klärungsbedürftig. Das resultiert aus der Anwendung nicht definierter Begriffe, der Frage nach dem Regelungsinhalt und Sinn des Satzes 3 und dem Schutz von Geschäftsgeheimnissen der Tätigkeiten im Bereich „Netz“.

Zumindest ist klarzustellen, dass nach dem Satz 3 nur die Tätigkeitsabschlüsse des „Netzbereiches“ übersandt werden müssen. Das wäre folgerichtig, da die Regulierungsbehörde auch nur für diese Tätigkeiten zuständig ist. Zusätzlich dazu ist der Schutz der Geschäftsgeheimnisse auf alle Tätigkeiten eines EVU auszuweiten.

Themenpapier 13 - Finanzierung Regulierungsbehörde

Die Finanzierung der Regulierungsbehörde durch Beiträge der Netzbetreiber (§ 92 RegE) ist finanzverfassungsrechtlich unzulässig. Der **Bundesrat** fordert daher in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 zu Recht die **Streichung** der Beitragfinanzierung.

Zu Beiträgen können grundsätzlich nur die von einer öffentlichen Einrichtung Begünstigten herangezogen werden. Bezogen auf die Tätigkeit der Regulierungsbehörde sind dies allenfalls die Netznutzer bzw. –kunden. Die Beitragspflicht soll aber ausschließlich die Netzbetreiber treffen. Aus diesem Grund ist sie als Sonderabgabe einzustufen und bedürfte als solche einer gesonderten Rechtfertigung. Das Bundesverfassungsgericht hat die Zulässigkeit einer Geldleistungspflicht eines begrenzten Personenkreises in ständiger Rechtsprechung an eng auszulegende Zulässigkeitskriterien geknüpft. Erforderlich ist danach u. a. das Vorliegen der sog. „Gruppennützigkeit“. Die Bundesregierung stellte in ihrer Gegenäußerung vom 27.10.2004 selbst fest, dass die Regulierungstätigkeit der „Gesamtheit der Marktteilnehmer“ nützt. Die von der Abgabe betroffenen Netzbetreiber stehen nicht im Wettbewerb. Anders als vielleicht die Netzkunden ziehen sie auch keinen Nutzen aus der Regulierung. Obwohl es an der vom Verfassungsgericht verlangten "gruppennützige" Betätigung also fehlt, weist der Regierungsentwurf die Kosten allein dem Netzbereich zu.

Aus dem Ausnahmecharakter der Sonderabgabe gegenüber der Steuer folgt, dass die Zulässigkeitskriterien eng auszulegen und zurückhaltend anzuwenden sind. Das Verwaltungsgericht Köln hat Anfang 2004 die entsprechende Kostenverordnung für verfassungswidrig erklärt, so dass auch der Einwand nicht überzeugt, ein derartiges Finanzierungsmodell existierte bereits im Rahmen der vergleichbaren Beitragserhebung für die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht.

Die Abwälzung der Kosten auf die Wirtschaft vernachlässigt zudem das Ziel einer schlanken, effizient arbeitenden Behörde. Verschärft wird dieses Problem durch die Möglichkeit einer Subdelegation, wonach die REGTP die Beitragssätze durch Rechtsverordnung selbst festsetzen kann (§ 92 Abs. 3 Satz 3 RegE). Der beitragsfinanzierten Behörde fehlt darüber hinaus jeder Anreiz, die vorhandenen Mittel effizient einzusetzen. Ein stetiges Wachstum der Behörde wäre die Folge. Dies stünde dem

erklärten politischen Willen zur Entbürokratisierung Deutschlands im Allgemeinen und einer effizienten schlanken Regulierung des Energiesektors im Besonderen entgegen.

Wir schlagen daher vor, § 92 ersatzlos zu streichen.

Themenpapier 14 - Grundversorgung

Das neue EnWG soll auch im Bereich der Grundversorgung einerseits Wettbewerb schaffen und andererseits die Versorgung der Letztverbraucher mit Energie zu angemessenen Preisen und Bedingungen sicherstellen. Leider wird dieses Ziel in dem vorgelegten Regierungsentwurf nicht konsequent umgesetzt. Schlüssig ist zunächst, dass mit der Einführung eines neuen Systems auch die Begrifflichkeiten geändert werden. Für Verbraucher und Stromlieferungsgesellschaften wird die Änderung eine Verständigung über die neuen Preise und Bedingungen vereinfachen. Dennoch bedürfen die vorgeschlagenen Regelungen im Einzelnen zum Teil einer Klarstellung bzw. Änderung.

1. Zu § 38 RegE (Ersatzversorgung mit Energie)

§ 38 Abs. 1 Satz 3 RegE legt fest, dass die Preise für die Ersatzversorgung für Haushaltskunden die Allgemeinen Preise nicht übersteigen dürfen. Diese Regelung verkennt die mit der Ersatzversorgung verbundenen Planungs- und Kalkulationsschwierigkeiten für den Grundversorger sowie das erhöhte Zahlungsausfallrisiko, verbunden mit eventuellen Inkassokosten. Dem Ersatzversorger ist es, anders als in der Grundversorgung, grundsätzlich nicht möglich, im Voraus abzuschätzen, welche zusätzlich benötigten Liefermengen auf ihn im Rahmen der Ersatzversorgung zukommen. Dementsprechend kann er seinen Energiebedarf nicht vollständig im Voraus berechnen, sondern muss den durch die Ersatzversorgung zusätzlich anfallenden Energiebedarf in der Regel ad hoc zu den zu diesem Zeitpunkt marktüblichen Preisen hinzukaufen. Dies ist in aller Regel mit höheren Kosten verbunden. Insbesondere bei den bereits in der Vergangenheit aufgetretenen Fällen eines Totalausfalls eines Versorgers aufgrund von Insolvenz können dem Grundversorger dadurch erhebliche Mehrbelastungen entstehen.

Ebenso sind die An- und Abmeldekosten für ersatzversorgte Kunden nicht zu unterschätzen. Die auf maximal drei Monate begrenzte Dauer der Ersatzversorgung liegt deutlich unterhalb der durchschnittlichen Dauer des Grundversorgungsverhältnisses. Die verbrauchsunabhängigen An- und Abmeldekosten müssen sich folglich über eine wesentlich kleinere Energielieferung refinanzieren. Diese Zusatzkosten müssen verursachungsgerecht weitergeleitet werden. Folgerichtig hat die Bundesregierung die Möglichkeit eröffnet, diese Mehrkosten der Ersatzversorgung an Nichthaushaltskunden weiterzugeben. Eine Ausnahme dieses Prinzips für Haushaltskunden ist nicht sachgerecht und würde im Ergebnis zu einer ungerechtfertigten Mehrbelastung der Nichthaushaltskunden oder der Haushaltskunden in der Grundversorgung führen.

Vorschlag: § 38 Abs. 1 Satz 3 RegE wird gestrichen.

Der Gesetzgeber sollte außerdem entweder im Gesetz selbst oder in einer entsprechenden Verordnung sicherstellen, dass Haushaltskunden, die nach Ablauf der in § 38 Abs. 2 RegE genannten Frist nicht auf der Grundlage eines Energieliefervertrages beliefert werden, durch den weiteren Strombezug konkludent einen Liefervertrag zu

den Allgemeinen Bedingungen und Preisen der Grundversorgung schließen.

Darüber hinaus lässt der Regierungsentwurf offen, wie mit anderen Letztverbrauchern als Haushaltskunden nach dem Ablauf der in § 38 Abs. 2 RegE festgelegten Dreimonatsfrist umzugehen ist, wenn sie keinen neuen Versorgungsvertrag geschlossen haben und als Sonderkunden nicht grundversorgt werden können. Auch für diese Kunden sollte mit einer ausdrücklichen Regelung Rechtssicherheit geschaffen werden. Eine Möglichkeit bestünde darin, das Ersatzversorgungsverhältnis so lange weiterlaufen zu lassen, bis der Kunde einen Liefervertrag abgeschlossen hat.

Vorschlag: § 38 Abs. 2 RegE wird wie folgt geändert:

"(2) Das Rechtsverhältnis nach Absatz 1 endet, wenn die Energielieferung auf der Grundlage eines Energielieferungsvertrages des Kunden erfolgt. Für Haushaltskunden endet es spätestens drei Monate nach Beginn der Ersatzenergieversorgung. Liegt dem Versorgungsverhältnis eines Haushaltskunden bis zu diesem Zeitpunkt kein Energielieferungsvertrag zugrunde, erfolgt die Lieferung im Rahmen der Grundversorgung."

2. Zu § 40 RegE (Besondere Missbrauchsaufsicht der nach Landesrecht zuständigen Behörde)

a) Zu § 40 Abs. 1 RegE

Die besondere Missbrauchsaufsicht des § 40 RegE bezieht sich ausweislich des Wortlauts des § 40 Abs. 1 Satz 1 RegE auf die Allgemeinen Preise der Grund- und Ersatzversorgung. Trotzdem sollen die Landesbehörden bei Feststellung eines Missbrauchs laut Entwurf nicht nur die Möglichkeit erhalten, Missbräuche für die Zukunft abzustellen, sondern auch Vertragsbedingungen abzuändern, selbst festzulegen, über ihre Geltung zu entscheiden oder für unwirksam zu erklären.

Dies ist nicht sachgerecht. Insgesamt besteht auch kein Bedürfnis für eine solche Änderungsbefugnis der zuständigen Landesbehörden. Der Inhalt der Verträge im Grundversorgungsverhältnis wird sich ohnehin zwingend nach den Vorgaben der jeweiligen auf der Grundlage von § 39 RegE erlassenen Verordnung richten. Eine die Gestaltung der Allgemeinen Preise regelnde Verordnung, kann sich dabei anders als § 39 Abs. 1 RegE vermuten lässt, nur auf den Bereich den Grundversorgung, nicht zusätzlich auf den Sonderkundenbereich beziehen. Die Norm sollte diesbezüglich angepasst werden und wie § 39 Abs. 2 statt auf "den Grundversorger" auf "die Grundversorgung" abstellen.

Ein Abweichen von den in den Verordnungen festgelegten Bedingungen wird auch zukünftig wie schon bisher nicht möglich sein. Auch die EG-Richtlinien verlangen eine derartige Aufsicht nicht. Die Regulierung sollte sich danach lediglich auf den durch Monopole geprägten Netzbereich beschränken. Außerdem verfügen die Landesbehörden mit §§ 19, 20, 32 GWB bereits über die notwendigen Mittel, um Vertragsbestandteile, die über die Regelungen der Rechtsverordnungen zu den allgemeinen Vertragsbedingungen hinausgehen und den Wettbewerb beeinträchtigen könnten, zu untersagen.

Die Befugnis Vertragsbedingungen für unwirksam zu erklären, würde eine Rückabwicklung der Verträge

nach sich ziehen. In jedem Fall dürfen derartige Maßnahmen nur für die Zukunft gelten, damit angesichts der Anzahl der Grundversorgungsverträge unverhältnismäßig hohe Abwicklungskosten vermieden werden.

Vorschlag: § 40 Abs. 1 Satz 2, 2. Hs. RegE sowie die Sätze 3 und 4 sind zu streichen.

b) Zu 40 Abs. 2 RegE

Das erklärte Ziel der europäischen und nationalen Politik und auch der Vertriebsgesellschaften ist die Schaffung von Wettbewerb im Stromlieferungsmarkt. Stromkunden sollen die Wahl zwischen unterschiedlichen Angeboten verschiedener Versorger haben. Grundsätzlich wäre es daher konsequent und ausreichend, wenn die Missbrauchsaufsicht wie in allen anderen Wettbewerbsmärkten über die Preise der Grundversorger nach den allgemeinen kartellrechtlichen Regelungen erfolgte.

Die Regulierung der Preise und der Preiswettbewerb um Endkunden für die Stromlieferung schließen sich jedoch aus. Ein funktionierender Wettbewerb setzt ausreichende unternehmerische Entscheidungsfreiheit und entsprechende Handlungsmöglichkeiten voraus. Im Ergebnis sollen die Letztverbraucher durch ihre Entscheidung für oder gegen einen Versorger Einfluss auf den Markt nehmen können. Die Stromvertriebsgesellschaften sehen die Sicherstellung einer preisgünstigen und sicheren Versorgung zu angemessenen Preisen, wie sie auch im Zweck des RegE in § 1 festgelegt ist, als unabdingbaren Rahmen des Wettbewerbs an. Dieses Ziel wird in der Marktwirtschaft am effizientesten durch Wettbewerb erreicht.

Die Grundvoraussetzung für den funktionierenden Wettbewerb in der Stromlieferung wird durch die Regulierung der Netze geschaffen. Alle Vertriebe haben danach die gleichen Bedingungen für den Marktzutritt und sollen im Wettbewerb um die Endkunden stehen. Das muss auch für die Grundversorgung nach § 36 ff. RegE und die Versorgung der Sonderhaushaltskunden außerhalb der Grundversorgung nach § 41 RegE gelten.

Die bisher im Kabinettsentwurf vorgeschlagene Regelung läuft im Ergebnis insgesamt auf einen deutschlandweit einheitlichen Versorgungsvertrag mit gleichen Bedingungen und einheitlichem Grundversorgungstarif auf dem Niveau des bundesweit günstigsten Grundversorgers und damit auf eine Regulierung auch des Stromlieferungsmarktes hinaus. Es darf bezweifelt werden, dass ein derartiger Einheitstarif dem möglichen Wettbewerbspreis entsprechen würde.

Neue Preismodelle, mit denen sich im Wettbewerb Marktanteile gewinnen ließen, würden nicht entwickelt. Ein Anreiz für andere Anbieter, zusätzliche Märkte im Haushaltskundenbereich zu werben und zu versorgen, bestünde nicht. Die im Vertriebsgeschäft zu erwartende Marge wäre minimal. Auch für die Kunden bestünde kein Grund, zu einem neuen Versorger zu wechseln. Es ist zu befürchten, dass die durch die Regulierung verursachte fortlaufende Minimalisierung der Vertriebsmargen zu einer Reduzierung der üblicherweise mit dem Energieverkauf verbundenen Serviceleistungen führen wird. Eine wirkliche Wahl zwischen inhaltlich verschiedenen Angebo-

ten hat der Kunde nicht. Im Ergebnis soll sich der Schutz der Verbraucher auch zu deren Vorteil auswirken und sie nicht unnötig einengen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die bereits heute geltenden strengen Anforderungen an Allgemeine Geschäftsbedingungen und die vielfältigen nunmehr in das Bürgerliche Gesetzbuch integrierten Verbraucherschutzvorschriften.

Aus diesen Gründen müssen auch im Rahmen der besonderen Preisaufsicht durch die Länder die Maßstäbe der allgemeinen kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht angewendet werden, die in anderen Wettbewerbsmärkten üblich sind und sich bewährt haben.

Vorschlag: § 40 Abs. 2 RegE wird gestrichen.

c) Zu § 40 Abs. 2 Satz 1 RegE (Beweislastumkehr)

Wie bereits zuvor in verschiedenen Stellungnahmen dargestellt, ist insbesondere die Beweislastumkehr zu Lasten des Grundversorgers in § 40 Abs. 2 Nr. 1 RegE für diesen nicht akzeptabel. Ihm würde damit eine im Ergebnis unerfüllbare Beweislast zugemutet. Denn er kennt zwar die strukturellen Besonderheiten seines eigenen Gebietes, nicht aber die des Vergleichunternehmens. Abweichende Umstände im Sinne von § 40 Abs. 2 RegE lassen sich von einem Grundversorger nur darlegen, wenn ihm die Kalkulation der günstigeren Preise des anderen Grundversorgers bekannt ist. Dies ist aber grundsätzlich nicht der Fall. Derartige Strukturfragen müssen deswegen wie bisher durch die zuständige Behörde von Amts wegen untersucht werden, der für die Untersuchung auch die entsprechenden Auskunftsrechte gegenüber allen Unternehmen zur Verfügung stehen. Die Pauschalvermutung ist nicht sachgerecht, sondern führt bei vielen Versorgungsunternehmen zu falschen Ergebnissen. In jedem Fall muss aber vermieden werden, dass Elemente der Regulierung mit denen der im Wettbewerb stattfindenden Missbrauchsaufsicht vermischt werden. Beide stellen gegensätzliche, miteinander nicht vereinbare Lösungsansätze dar.

Vorschlag: § 40 Abs. 2 Satz 1 RegE wird wie folgt gefasst:

„Ein Missbrauch im Sinne des Absatzes 1 liegt vor, wenn ein Grundversorger spürbar ungünstigere Preise fordert als vergleichbare Grundversorger und der Unterschied nicht auf Umständen beruht, die ihm nicht zurechenbar sind.“

Themenpapier 15 - Regellenergie

Regelleistungsbedarf entsteht, wenn die Summe der momentanen Erzeugungsleistungen von der Summe der momentanen Verbrauchslasten abweicht. Derartige Abweichungen können sowohl auf der Seite der Verbraucher (z.B. durch meteorologische Einflüsse) als auch auf der Seite der Erzeugung (z.B. Kraftwerksausfälle, dargebotsabhängige Erzeugung u.a. von EEG-Anlagen) entstehen.

Die permanente und ausreichende Vorhaltung von Regelleistung obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und ist zur Gewährleistung der zuverlässigen Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie unerlässlich.

Der aktuelle Einsatz der Regelleistung ergibt sich aus dem momentanen Ungleichgewicht im Netz.

Damit realistische Prognosen für Lastflüsse (auch unter Einbeziehung europäischer Nachbarn) erstellt und Engpässe rechtzeitig lokalisiert werden können, müssen belastbare **Kraftwerkseinsatzdaten am Vortag** vorliegen. Zudem sind die gemeinsam definierten und durch die Anbieter von Regelleistung einzuhaltenden **Verfügbarkeitsanforderungen** für die betriebliche Sicherheit und die Minimierung des auszuschreibenden Regelleistungsbedarfs unbedingt erforderlich.

Die Verantwortlichkeit für die Systemsicherheit ist im Rahmen des kontinentaleuropäischen UCTE-Synchronverbundes verteilt. Der Verbund stellt eine Risiko- und Solidargemeinschaft dar und ist wesentlicher Garant der Systemsicherheit. Die getrennten Regelzonen in Deutschland stellen eine Art „Sicherheitszellen“ des Netzes dar. Jede der **vier** deutschen **Regelzonen** ist bereits größer als fast alle Regelzonen in den anderen EU-Mitgliedstaaten. Da die zur Verfügung stehende Regelleistung direkt die Defizitwahrscheinlichkeit (als Maß für die Systemsicherheit) bestimmt, ergibt eine **einheitliche Regelzone** für Deutschland unter Beibehaltung der heutigen Systemsicherheit **keine Reduzierung des Regelleistungsbedarfs**.

Im Großstörungsfall wäre vielmehr das von dieser Störung betroffene Gebiet größer. Darüber hinaus sind eigentumsrechtliche Belange berührt. Eine beliebige, nicht an Netzgegebenheiten orientierte Verteilung der für eine Regelzone zu beschaffenden Regelleistung beinhaltet betriebliche Risiken. So kann der Netzbetreiber bei Vorliegen von Engpässen nicht auf die in seine Regelzone zu transportierende Leistung zugreifen, was zu Systeminstabilitäten und Großstörungen führen kann. Alternativ müssten entsprechende Übertragungskapazitäten freigehalten werden, die für Betrieb und Handel nicht zur Verfügung ständen, eine Folge wäre ein gehäuftes Auftreten von deklarierten Engpässen.

Im Hinblick auf die Primär- bzw. Sekundärregelleistung wäre eine Angebotsoptimierung durch zeitlich gestaffelte Vergaben für den gleichen Ausschreibungszeitraum denkbar. Für die Minutenreserve existiert ein derartiges Verfahren bereits. Zur Erhöhung der Liquidität am Regelleistungsmarkt ist ein Ausschreibungsmix (aus Jahres-, Quartals- und bei Minutenreserveleistung auch Tagesausschreibungen) von Teilmengen geeignet.

Die Gewährleistung einer möglichst sicheren und preisgünstigen Energieversorgung ist nicht mit der **untertäglichen Beschaffung nach § 22** zu erreichen. Grund dafür ist, dass eine ausreichende Berücksichtigung untertäglicher Minutenreserveleistungs-Angebote zu reinen Arbeitspreisen eine separate Absicherung der Leistungsvorhaltung über Leistungsoptionen, die bei fehlenden untertäglichen reinen Arbeitspreis-Angeboten gezogen werden können, erforderlich macht. Damit wirkt eine derartige Regelung kostenerhöhend und kann schwerlich den gewünschten Effekt haben.

Es sollte zusätzlich ein Anreiz für die Erstellung einer ausreichend guter Prognosen geschaffen werden. Der Missbrauch von Ausgleichsenergie führt zu höherem Regellenergiebedarf sowohl im Hinblick auf die Vorhaltung als auch beim Einsatz und damit zu höheren Kosten für alle Netznutzer und muss durch eine ausgewogene Lösung verhindert werden.

Themenpapier 16 - Dezentrale Einspeisung/Vermiedene Netznutzungsentgelte

Ein Entgelt für vermiedene Netznutzung sollte generell

bei einer Vergütung von Strom aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen, speziell aus KWK-Anlagen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 des KWK-Gesetzes (KWK-G), zu zahlen sein. Insoweit müsste die Formulierung in § 18 des aktuellen Entwurfs der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) entsprechend geändert werden. Bei KWK-Anlagen begründet § 4 Abs. 3 Satz 2 KWK-G eine Rechtspflicht zur Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten, d.h. nur bei Anwendbarkeit des „üblichen Preises“ mangels Einigung über die Einspeisungsvergütung. Im Rahmen der Preisverhandlungen für die Einspeisungsvergütung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 KWK-G wurde bislang jedoch regelmäßig aufgrund von Nr. 2.3.3 der Verbändevereinbarung ein entsprechendes Entgelt in die Einspeisungsvergütung einberechnet. Mit Ersetzung der Verbändevereinbarung durch normative Regelungen muss für eine Preisbestimmung nach § 4 Abs. 3 Satz 1 KWK-G gleichfalls eine Rechtspflicht zur Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten begründet werden, da der Gesetzgeber nicht davon ausging, dass diese Entgelte nur im Rahmen des „üblichen Preises“ zu zahlen sind (BT-Drs. 14/8059, S. 12). Für Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, die bereits durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert werden, ist dagegen die Zahlung eines Entgeltes für die vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht erforderlich, da die Einspeisungsvergütungen dieses Gesetzes ohnehin einen kostendeckenden Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen (BT-Drs. 15/2864, S. 36 zu §§ 6 bis 11).

§ 24 Satz 5 des Entwurfes des Energiewirtschaftsgesetzes sollte daher wie folgt gefasst werden:

„Regelungen nach Satz 2 Nr. 4 und 5 ~~können vorsehen haben vorzusehen~~, dass Entgelte nicht nur auf der Grundlage von Ausspeisungen, sondern ergänzend auch auf der Grundlage von Einspeisungen von Energie berechnet und in Rechnung gestellt werden, wobei bei Einspeisungen von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen auch eine Erstattung eingesparter Entgelte für den Netzzugang in den vorgelagerten Netzebenen ~~zu erfolgen hat vorgesehen werden kann~~, soweit die Einspeisungen nicht nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet werden. Für die Ermittlung der zu erstattenden Beträge sind die Bestimmungen der Anlage 6 der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (Bundesanzeiger Nr. 85b vom 8. Mai 2002) zugrunde zu legen.“

§ 18 Abs. 1 der Netzentgeltverordnung Strom sollte in diesem Zusammenhang außerdem wie folgt umformuliert werden:

„Betreiber von ~~kleinen~~ dezentralen Stromerzeugungsanlagen, deren Stromeinspeisung ~~nicht weder~~ nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ~~noch nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz~~ vergütet wird, erhalten vom Betreiber der Netz- oder Umspannungsebene, in welche sie elektrische Energie einspeisen, ein Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte. Die Bestimmung des Entgeltes hat diskriminierungsfrei zu erfolgen und muss guter fachlicher Praxis auf der Grundlage der Anlage 6 der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (BANz. Nr. 85b vom 8. Mai 2002) entsprechen.“

Auch in § 18 Abs. 2 sind Änderungen nötig, die wir in der ausführlichen Kommentierung der Netzentgeltverordnung detailliert haben.

Themenpapier 17 - Arealnetze

Bisher existiert keine allgemeingültige Definition für den Begriff "Arealnetz". Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf Netze, die neben oder unterhalb eines bestehenden Netzes der allgemeinen Versorgung errichtet werden, ohne Werksnetze i.S.d. § 110 RegE zu sein. Die undifferenziert für alle Netze geltende Regelungen zum Netzanschluss in § 17 RegE gehen über die EG-Richtlinie hinaus. Sie begünstigen eine Zersplitterung der Netze mit der Folge höherer Netznutzungsentgelte insbesondere für Niederspannungskunden.

In § 17 Abs. 1 muss klargestellt werden, dass der anschließende Netzbetreiber unter Beachtung der berechtigten Kundeninteressen den geeigneten Anschlusspunkt an sein Netz unter Beachtung eines sicheren Netzbetriebes, einer möglichst kostengünstigen Bereitstellung der Netznutzung für die Gesamtheit der Netzkunden sowie unter Berücksichtigung der künftig zu erwartenden Verbrauchsentwicklung in dem betreffenden Netzbereich festzulegen hat.

Die jetzige Regelung stellt zu einseitig auf das Interesse des einzelnen Anschlussnehmers ab und erlaubt in Verbindung mit der Beweislastumkehr in § 17 Abs. 2 eine Optimierung einzelner Netzkunden zu Lasten der übrigen Netzkunden. Wenn einzelne Großabnehmer oder auch Arealversorger einen Anschluss an eine höhere Spannungsebene erzwingen können, führt dies durch das Kostenwälzungsprinzip und den Grundsatz einheitlicher Netznutzungsentgelte innerhalb eines Netzgebietes zwangsläufig zu höheren Netznutzungsentgelten für die übrigen Kunden, insbesondere zu Mehrbelastungen der Niederspannungskunden. Ansonsten müsste man im Umkehrschluss allen Netzbetreibern eine regionale Differenzierung der Netznutzungsentgelte in ihrem Netzbetrieb zugestehen. Zudem wäre eine vorausschauende Netzausbauplanung nicht mehr möglich.

Die vorgenannte Problematik wird verschärft durch die vorgesehene Reduzierung der Energieaufsicht. Die Betriebsgenehmigung im Netzbereich soll künftig nur noch wegen fehlender Leistungsfähigkeit versagt werden können (§ 4 RegE). Eine Versagung wegen Nachteilen für die Netzkunden im verbleibenden Gebiet des Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung (so heute § 3 Abs. 2 Nr. 2 EnWG) soll dagegen nicht mehr möglich sein. Damit könnten potentielle Betreiber von derartigen Teilnetzen willkürlich gut strukturierte Teilgebiete aus dem Netz der allgemeinen Versorgung herausbrechen. Bereits in § 13 EnWG und nun auch in § 46 Abs. 2 RegE kommt die Absicht zum Ausdruck, Wegenutzungsverträge langfristig festzulegen und lediglich einen Wettbewerb um dieses Netz in bestimmten Zeitabständen zu garantieren. Einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Parallelnetzen sollte es danach gerade nicht geben. Für derartige Teilnetze kann aus den genannten Gründen keine Anschlusspflicht bestehen, andernfalls wären höhere Netznutzungsentgelte für die übrigen Kunden, insbesondere die Haushalte die Folge.

Zudem würde dies eine rationelle Netzausbauplanung beeinträchtigen. Die vorausschauende Planung des Netzbetreibers führt langfristig zu minimalen Gesamtkosten eines Versorgungsnetzes. Hierbei werden als Prämissen

die Anzahl und der Leistungsbedarf der zu erwartenden Netzkunden in den einzelnen Spannungsebenen berücksichtigt. Durch den unbeschränkten Anschluss von Arealnetzen würden bereits getätigte Investitionen für den Anschluss von Endkunden überflüssig (stranded investments).

Wir schlagen daher die Ergänzung von § 17 Abs. 1 um folgenden Satz 2 vor:

„Der Netzbetreiber legt den geeigneten Anschlusspunkt unter Berücksichtigung eines sicheren Netzbetriebes sowie der zukünftig zu erwartenden Verbrauchsentwicklung in dem betreffenden Netzbereich und unter Beachtung einer möglichst kostengünstigen Netznutzung für den anschlussbegehrenden Letztverbraucher sowie für die Gesamtheit der Netzkunden diskriminierungsfrei fest.

Themenpapier 18 - Stromkennzeichnung

Zu begrüßen ist die Festlegung auf drei Kategorien beim Ausweis der Anteile der Energieträger. Verbraucherinformationen müssen auf einem Blick klar, verständlich, objektiv und nicht diskriminierend sein.

Kritisch zu sehen ist allerdings die Vorgabe der Verpflichtung zum Ausweis von Durchschnittswerten der Energieträgermischung und der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in Deutschland (§ 42 Abs. 2). Damit wird ein neues Element in die Verbraucherinformation eingeführt, das weit über den EG-Richtlinientext und über einen legitimen Verbraucherschutz hinausgeht und keine Entsprechung bei anderen Produkten hat.

Die Darstellung von Vergleichen zu Produkten ist Aufgabe der Verbraucherinstitutionen und nicht einzelner Hersteller bzw. Erzeuger. Ohne Verordnung könnte dieser Punkt nicht umgesetzt werden.

Die Arbeitsgruppe VDEW/dena „Stromkennzeichnung“ gelangte im Hinblick auf den Ausweis der Umweltauswirkungen auf der Rechnung einheitlich zur Auffassung, dass angesichts der Komplexität der Erhebung und Berechnung der Daten zu den Umweltauswirkungen diese nicht ohne Erläuterungen (ca. 1 bis 3 Seiten Umfang) an Verbraucher bereit gestellt werden können. In die Arbeit dieser Gruppe waren auch die Ministerien BMWA, BMU und BMVEL vollständig eingebunden.

Sachgerecht wäre daher Einführung einer Hinweispflicht auf eindeutige Fundstellen, die die aufbereiteten Informationen und Erklärungen vorhalten.

Wir schlagen daher vor, in § 42 Abs. 1 Nr. 2 folgende Formulierung voranzustellen:

„Hinweise auf für jedermann zugängliche Quellen die Informationen ... zur Verfügung stellen.“

Begründung:

- Die Vorgabe geht über den Richtlinientext hinaus und erschwert die leichte und verständliche Orientierung der Letztverbraucher von Strom über Umweltauswirkungen.
- Die Regelung spiegelt das Ergebnis der vorliegenden Marktforschung nicht wieder, nach der Verbraucher einfache, objektive und klare Informationen wünschen.
- Durch die Vielzahl der Angaben im Stromkennzeichen kann ein Eintrag auf der Rechnung nicht mehr

erfolgen. Vielmehr wird die Anlage eines Beiblattes zwingend erforderlich, was im internationalen Vergleich mit den höchsten Transaktionskosten verknüpft ist.

Nach **Absatz 3** sollen Energieversorgungsunternehmen zusätzlichen Verpflichtungen unterzogen werden, wenn sie Produktdifferenzierungen mit unterschiedlichem Energieträgermix vornehmen. Diese Vorgabe ist nicht praktikabel.

Im Rahmen eines sich zunehmend entfaltenden Wettbewerbs ist die Produktentwicklung ein konstitutives Element dynamischer Marktprozesse.

Die obligatorische Darstellung von besonderen Produkten und die daraus resultierende Anpassung des Restmixes (Residualgröße) verursacht nach Einschätzung von Mitgliedsunternehmen einen hohen Aufwand. Dies könnte dazu führen, dass die Unternehmen solche Produkte möglicherweise vom Markt nehmen oder gar nicht erst entwickeln.

Wir schlagen daher vor, **Absatz 3** zu streichen.

Begründung:

- Bietet ein Anbieter eine Vielzahl von Energieträgermix-gebundenen Produkten an, ist über die entsprechend der Nachfrage verbleibende Energieträgermischung keine klare, einfache und verständliche Information der Letztverbraucher möglich. Bei einem Produkt wären dann einschließlich Restmix insgesamt acht Merkmale anzugeben. Für Verbraucher ist dies schlichtweg verwirrend.
- Die Regelung spiegelt das Ergebnis der vorliegenden Marktforschung nicht wieder, nach der Verbraucher einfache, objektive und klare Informationen wünschen.
- Die Vorgabe erschwert eine weitere Marktentfaltung und ist keine geeignete Form des Verbraucherschutzes. Einige Produkte (z. B. Ökostrom) werden bisher durch kompetente Institute zertifiziert und testiert, so dass die Verbraucher auch jetzt schon Vertrauen in derartige Angebote haben und sich für besonders umweltfreundliche Produkte entscheiden können.
- Nach unserem Kenntnisstand führt kein anderes EULand eine Regelung zur Produktdifferenzierung ein. Die Vorgabe widerspricht einem gemeinsamen europäischen Vorgehen und ist u.U. von den Unternehmen nicht zu erfüllen.

Ein derartiges Vorgehen ist auch mit Blick auf die Schaffung eines gemeinsamen europäischen Strommarktes nicht sinnvoll. Die nationale Umsetzung sollte daher im europäischen Kontext des Vorgehens der EUNachbarstaaten erfolgen.

Themenpapier 21 – Übergangsfristen und -regelungen

1. §§ 115 ff: Bestehende Verträge – Übergangsvorschriften

Im Hinblick auf die Übergangsvorschriften besteht erheblicher Änderungsbedarf. Lieferverträge sollten grundsätzlich nach Ablauf der in § 115 EnWG angegebenen Frist kraft Gesetzes an die neue Rechtslage entsprechend § 37 Abs. 2 AVBELV angepasst werden. Eine entsprechende Regelung ist auch für Verträge sinnvoll, in denen

nicht insgesamt auf die AVBELtV verwiesen, sondern die Regelungen nur teilweise übernommen wurden (z.B. durch Einbeziehung der Haftungsregelungen). Für die Übergangszeit, in der die Unternehmen die Möglichkeit haben, ihre Verträge umzustellen, sollte § 310 BGB für alle bestehenden Verträge gelten.

Daher schlagen wir vor, an § 115 folgenden vierten Absatz anzufügen:

"(4) Bis zu dem in den Absätzen 2 bis 3 genannten Zeitpunkt gelten die Voraussetzungen des § 310 Abs. 3 BGB als erfüllt, sofern die bestehenden Verträge Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes diese Voraussetzungen erfüllt haben."

2. Anpassung des § 310 Abs. 2 BGB

Im Zusammenhang mit den Übergangsregelungen und den AGB-rechtlichen Vorschriften ist auch eine Anpassung des § 310 Abs. 2 BGB notwendig. Schon wegen der Aufspaltung der bisherigen AVBELtV muss der Gesetzestext geändert werden. Diese Anpassung sollte mit einer

Ausdehnung der "Vorbildwirkung" der kommenden Rechtsverordnungen auf eventuell verbleibende Sonderkundenverträge verbunden werden. Unabhängig davon, ob und in welchem Ausmaß es neben den Standardverträgen noch Sonderkundenverträge geben wird, sollte § 310 Abs. 2 BGB in den Kreis der zu ändernden Normen, z. B. in Artikel 3 hinter Ziffer 1, aufgenommen werden. Der Text könnte wie folgt lauten:

"(2) Die §§ 308 und 309 finden keine Anwendung auf Verträge der Elektrizitäts-, Gas-, Fernwärme- und Wasserversorgungsunternehmen über den Anschluss und die Versorgung von Sonderabnehmern mit elektrischer Energie, Gas, Fernwärme und Wasser aus einem Versorgungsnetz, soweit die Anschluss-, Netznutzungs- oder Versorgungsbedingungen nicht zum Nachteil der Abnehmer von Verordnungen abweichen, die aufgrund von Ermächtigungen des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung erlassen worden sind. Satz 1 gilt entsprechend für Verträge für die Entsorgung von Abwasser."

Frankfurt/Berlin, den 24. November 2004



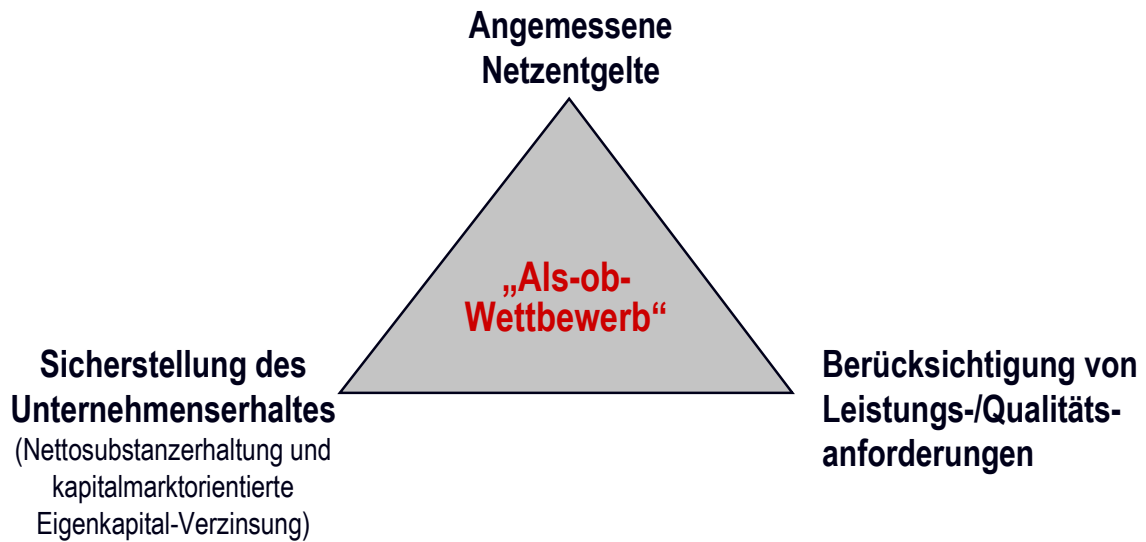
Anreizregulierung

**- Kernpunkte zur Implementierung einer Anreizregulierung für
deutsche Stromnetzbetreiber -**

Positionspapier

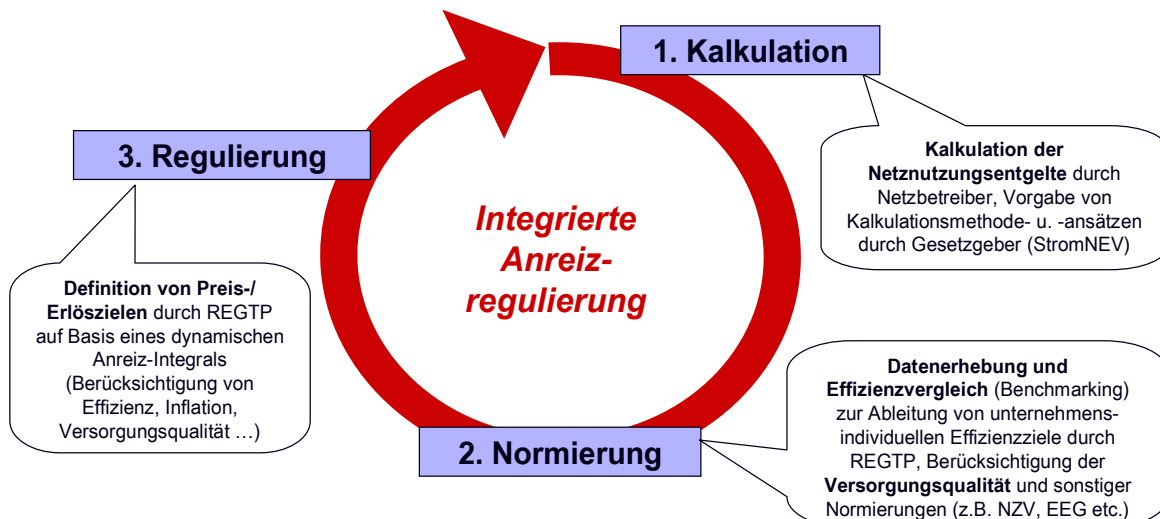
Stand: 24. November 2004

Ziele einer nachhaltigen Regulierung





Ganzheitliches Regulierungs-Modell



Implementierungsprozess zur Einführung der Anreizregulierung

	Phase 0:	Phase 1:			Phase 2:
	Vorbereitung	Einfache Anreizregulierung			Integrierte Anreiz-R.
Kalk.	StromNEV (Kalkulationsprinzipien)	Kalkulation gem. StromNEV, Nachweis durch WP-Testat, Stichproben REGTP			Kalkulation gem. StromNEV
Normierung	Erforderliche Effizienz- und Qualitätsdaten identifizieren	Regelmäßige Datenerhebung einführen	Erstes Benchmarking Identifikation „schwarzer Schafe“	Weiterentwicklung Benchmarking (unter Berücksichtigung von Qualitätskenngrößen, Festlegung für Phase 2)	Regelmäßiges Benchmarking und Definition von Referenzgrößen für Versorgungsqualität als Basis für Regulierung
Reg.		Wirtschaftszweig bietet der REGTP Mitarbeit bei der Entwicklung eines Regulierungsmodells an			Entgeltanpassung auf Basis individueller Effizienzziele, Qualitätsziele, Inflation, ...



Kernpunkte zur Umsetzung einer Anreizregulierung

- 1 Nachhaltige Regulierung setzt ausgewogenen Zielkatalog voraus**
Als-ob-Wettbewerb kann nur im Interesse aller Marktteilnehmer geschaffen werden und muss Risiken und Chancen für Netzbetreiber gleichermaßen abbilden.
- 2 Methodenentwicklung durch REGTP unter aktiver Begleitung des Wirtschaftszweiges**
Vergleichsverfahren nach EnWG/StromNEV ist inkompatibel mit jeglicher Anreizregulierung. Regelungen sind daher zu streichen. Endgültige Methode ist durch normative Festlegung zu fixieren.
- 3 Anreizregulierung erfordert ganzheitliches Regulierungsmodell**
Jede Regulierungsperiode erfordert erneuten Kreislauf von Kalkulation – Normierung – Regulierung.
- 4 Integrierte Anreizregulierung ist „step by step“ aufzubauen (Phasenmodell)**
Es gibt derzeit keine „first-best-Lösung“. Belastbare Methodenentwicklung, keine Schnellschüsse.
- 5 Wirtschaftszweig bietet der REGTP die Mitarbeit bei der Entwicklung eines Regulierungsmodells an.**



Kernpunkte zur Umsetzung einer Anreizregulierung

- 6 Nettosubstanzerhaltung und kapitalmarktorientierte Verzinsung gesetzlich verankern.**
Investitionen in Netze müssen sich lohnen, um Netzausbau und -erhalt langfristig zu sichern.
- 7 Absicherung der Benchmarking-Ergebnisse.**
Anwendung robuster Benchmarking-Methoden, mindestens zwei Modelle, keine 1:1 Übersetzung der Effizienzergebnisse in Entgeltvorgaben, Vorsortierung (Strukturklassen) wg. heterogener Struktur des deutschen Marktes, u.a. Berücksichtigung Ost/West-Unterschiede. Vereinfachte Vergleichsverfahren führen in falsche Richtung.
- 8 Nicht beeinflussbare Kosten neutralisieren (z.B. EEG, KWK, Regelenergie)**
Benchmarking bezieht sich nur auf die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kapital- und Betriebskosten. Berücksichtigung unternehmensindividueller Investitionszyklen, um unternehmensindividuelle Kostenoptimierung zu ermöglichen.
- 9 Regulierung muss Effizienz und Versorgungsqualität in Einklang bringen.**
Bewertung von Qualitätskenngrößen unter Berücksichtigung von Strukturunterschieden muss in Regulierungsmethodik einfließen. Keine Investitionsverpflichtung i.S. staatl. Lenkung sondern Investitionsverantwortung der Netzbetreiber.
- 10 Stabiles/zuverlässiges Anreizsystem mit realistischen Effizienzzielen**
Tatsächliche Anreize können nur entstehen, wenn die Chance besteht, bei entsprechenden Effizienzsteigerungen zusätzliche Rendite zu erwirtschaften, die sich mehrere Jahre positiv auf EK-Verzinsung auswirkt.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1533

26. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Bundesverband der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW)

Die Stellungnahme des BGW orientiert sich an der Themenliste des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit vom 3. November 2004.

Angesichts der teils gegensätzlichen Positionen von Bundesregierung und Bundesrat sind nach Ansicht des BGW folgende Punkte von besonderer Bedeutung:

Hinsichtlich der Entgeltregulierung sollte es bei der **ex-ante Methodenregulierung verbunden mit einer ex-post Missbrauchskontrolle** bleiben. Die alternativ vorgeschlagene ex-ante Entgeltgenehmigung wäre derzeit angesichts der 1.600 betroffenen Netze nicht zu bewältigen und würde schon zu Beginn zu gravierenden Negativwirkungen der Regulierung führen.

Ein zentraler Punkt ist in diesem Zusammenhang die **Entgeltgestaltung**. Hier ist dem Vorschlag zu folgen, der bei der kostenorientierten Entgeltermittlung der **örtlichen und regionalen Verteilung** bei Erdgas auf das **Prinzip der Nettosubstanzerhaltung** dergestalt abstellt, dass die Investitionsfähigkeit in Netze erhalten bleibt. Neben einer konsistenten Umsetzung des Prinzips der Nettosubstanzerhaltung ist eine angemessene, sich an den Renditeerwartungen der Investoren am Kapitalmarkt orientierende **Verzinsung** unverzichtbar, die der branchenspezifischen Inflationsentwicklung auch im Sinne der Versorgungssicherheit Rechnung trägt.

Bei der **Entgeltkalkulation** im Bereich der **Fernleitung** ist die **marktorientierte Preisbildung** die einzig geeignete Methode, da diese Netze im Wettbewerb stehen.

Im Dienste einer zukünftig **wirksamen Investitionssicherung** erfolgt die befristete **Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen** von der Regulierung. Dies ist sachgerecht und wird von der Gaswirtschaft begrüßt.

Eine weitere entscheidende Weichenstellung erfolgt aus Sicht der Gasbranche beim **Unbundling**. Der BGW unterstützt hier den Vorschlag des Bundesrates, das **organisatorische Unbundling** eng an die EU-Richtlinie anzulehnen. Weitergehende Eingriffe in die Unternehmensstrukturen sind angesichts der künftigen Regulierung von Netzzugang und Netzentgelten und weiteren Regelungen zum Unbundling nicht erforderlich. Sie würden gerade bei kleineren Unternehmen zu erheblichen Zusatzbelastungen führen. Hinsichtlich der **Steuerneutralität des Legal Unbundling** birgt der grundsätzlich begrüßenswerte Vorschlag der Bundesregierung noch einige steuerliche Risiken, die im weiteren Gesetzgebungsverfahren ausgeräumt werden sollten.

Beim Netzzugang ist das **Entry/Exit-Modell** grundsätzlich zu begrüßen, allerdings darf es bei seiner Ausgestaltung nicht zu einer Regulierung des wettbewerblichen Handelsbereichs kommen, die auch von der EU-Gasrichtlinie nicht gefordert ist. Im Rahmen des **Eng-**

passmanagements besteht die Gefahr, dass es durch den geplanten Zwangsentzug gebuchter Kapazitäten zu einer Gefährdung verbindlicher langfristiger Liefervereinbarungen kommen kann. Beeinträchtigungen bei der **Versorgungssicherheit** können die Folge sein.

Die **Biogasnutzung** wird von der Gaswirtschaft als Beitrag zum Klimaschutz und zur Ressourcenschonung begrüßt. Aus Sicht der Gaswirtschaft ist aber noch nicht ausreichend geklärt, wie eine Biogaseinspeisung bei Berücksichtigung aller technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte vor dem Hintergrund der Konkurrenzsituation auf dem Wärmemarkt im Ergebnis zu bewerten sein wird. Hierzu ist bereits eine umfassende Studie in Auftrag gegeben worden, deren Ergebnisse in der ersten Jahreshälfte 2005 vorliegen werden.

Block 1: Allgemeine Themen

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

Die Kompetenzverteilung muss nach Ansicht des BGW den besonderen Gegebenheiten des deutschen Energiemarktes mit über 1.600 Netzbetreibern gerecht werden, sie muss also einen bundeseinheitlichen Regulierungsrahmen sicherstellen, ohne dabei die Besonderheiten der einzelnen Netze aus dem Auge zu verlieren. Den bei den Ländern bereits vorhandenen Kompetenzen und dem Sachstand bei den technischen Anforderungen ist ausreichend Rechnung zu tragen.

2. Name der Behörde

Der BGW hält den Namen „Bundesregulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post“ für sachgerecht. Die neue Abkürzung „REGTP“ trägt dem um Elektrizität und Gas erweiterten Aufgabenbereich der Behörde Rechnung und hat sich in der deutschen Energiewirtschaft bereits eingebürgert.

3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit

Der BGW hält die von der Bundesregierung vorgeschlagene Regelung für eine geeignete Umsetzung gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben. Die Beibehaltung des Weisungsrechts des BMWA an die REGTP ist sachgerecht. Dagegen lehnt der BGW die Finanzierung der REGTP über einen „Beitrag“ der Netzbetreiber ab und unterstützt den Streichungsantrag des Bundesrates. Rechtsstaatliche und ordnungspolitische Gründe sprechen dafür, die Finanzierung der Regulierungsbehörde aus dem Bundeshaushalt zu bestreiten.

4. Ex-ante/ex-post Aufsicht

Der BGW unterstützt die Position der Bundesregierung: Es sollte bei der ex-ante Methodenregulierung verbunden mit einer ex-post Missbrauchsaufsicht bleiben. Die vom Bundesrat vorgeschlagene ex-ante Entgeltgenehmigung wäre bei rund 1.600 Netzbetreibern nicht zu bewältigen und würde schon zu Anfang zu gravierenden Negativwirkungen der Regulierung führen.

5. Vergleichsmarkungsverfahren

Die vom Bundestags-Wirtschaftsausschuss vorgeschlagene Rubrik „Vergleichsmarkungsverfahren“ wird hier als „Vergleichsverfahren“ im Sinne des § 21 Abs. 3 EnWG-E verstanden. Dieses derzeit im Regierungsentwurf vorgesehene Verfahren (Vergleich der Netzentgelte, der Erlöse und der Kosten „vergleichbarer Betreiber“) ist aus Sicht des BGW nicht zielführend. Aus Sicht des Marktes

entscheidend sind die Netzentgelte, deshalb sollte sich ein Vergleich hierauf beschränken. In jedem Fall sollten anerkannte betriebswirtschaftliche Verfahren eingesetzt werden.

Auch die Vermutungsregelung des § 21 Abs. 4 ist aus Sicht des BGW nicht angemessen. In der Praxis ist es problematisch, die exakte „Vergleichbarkeit“ von Netzbetreibern festzulegen. Hier muss es weiter Spielräume hinsichtlich der Vergleichbarkeit geben. Damit unvereinbar ist es, wenn der Regierungsentwurf sofort beim Überschreiten der Durchschnittswerte eine Vermutung zu Lasten der Unternehmen vorsieht. Der BGW schlägt stattdessen vor, diese Vermutungswirkung auf solche Netzbetreiber zu erstrecken, deren Entgelte den Durchschnitt strukturell vergleichbarer Unternehmen nicht nur unerheblich überschreiten.

6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Die Forderung nach einer Anreizregulierung für kostenbasierte Entgelte ist zum jetzigen Zeitpunkt verfrüht. Vor der Einführung einer solchen Regulierung sind tiefergehende Untersuchungen notwendig, da keines der zur Zeit in Europa praktizierten Anreizsysteme auf die deutschen Verhältnisse übertragbar ist. Erfahrungen im Ausland (z. B. Großbritannien und Österreich) bestätigen zudem, dass falsche Ansätze zu erheblichen negativen Konsequenzen führen.

Für die Konzeption eines Anreizsystems wären aus Sicht der deutschen Gaswirtschaft jedenfalls die folgenden Eckpunkte unverzichtbar:

- Keine Gefährdung der Versorgungssicherheit.
- Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben für die jeweiligen Unternehmen.
- Keine Gefährdung von Investitionen und Sicherung auch der langfristig erforderlichen Investitionen.
- Keine Gefährdung des erfolgten und gegebenenfalls noch erfolgenden Flächenaufschlusses für den umweltfreundlichen Energieträger Erdgas.
- Fairer Interessenausgleich zwischen Anteilseignern, die eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals erwarten, und Transportkunden.
- Keine Bestrafung von Vorfeldmaßnahmen („Early actions“).

7. Garantie von Versorgungsqualität: Investitionen (Sicherstellung, dass notwendige Investitionen getätigt werden / ggfs. befristete Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung)

Die Qualität der Versorgung hängt wesentlich von den Rahmenbedingungen für Investitionen in die Infrastruktur ab. Zu diesen Rahmenbedingungen zählen insbesondere die Möglichkeit für eine Entgeltbildung, mit der Investitionen in die Infrastruktur am Kapitalmarkt finanzierbar und für Investoren lukrativ bleiben, sowie ein langfristig verlässlicher Ordnungsrahmen. Zentrale Punkte für eine investitionssichernde Entgeltgestaltung bei der Kostenorientierung sind die gesetzliche Festschreibung des Prinzips der Nettosubstanzerhaltung sowie eine angemessene, sich am Kapitalmarkt orientierende Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Der BGW unterstützt den Vorschlag des Bundesrates, ei-

ne Ausnahmeregelung vom Regulated Third Party Access (TPA) für größere neue Erdgasinfrastrukturen in den Gesetzesentwurf aufzunehmen. Für die Umsetzung der entsprechenden Vorschrift der EU-Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie in deutsches Recht sprechen insbesondere die Schaffung eines positiven Investitionsklimas für Neuinvestitionen bei steigender Gas-Importabhängigkeit sowie die Umsetzung der betreffenden Richtlinien-Vorschrift auch durch andere EU-Mitgliedstaaten (Beispiel: Großbritanniens Inanspruchnahme der Ausnahmeregelungen für den Interconnector [BBL] und LNG-Terminals).

Unabhängig davon sollte klargestellt werden, dass es im Ermessen der Regulierungsbehörde steht, zur Förderung neuer Erdgasinfrastrukturen Sonderregelungen im Rahmen der Regulierung zu schaffen.

7a. Grundversorgung/Ersatzversorgung

Eine „Ersatzversorgung“ liegt nach dem Regierungsentwurf vor, wenn ein Letztverbraucher Energie entnimmt, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann. In diesen Fällen gilt kraft gesetzlicher Fiktion der zuständige Grundversorger als Energielieferant. Dabei wird ihm gesetzlich ermöglicht, für diese kostenintensivere Kundengruppe der Ersatzversorgung auch „gesonderte Allgemeine Preise“ zu verlangen.

Der BGW unterstützt den Bundesrat in seiner Forderung, dass diese gesonderten Preise gleichermaßen für alle Energiebezieher der Ersatzversorgung gelten sollen. Eine Ausnahme für Haushaltskunden in dem Sinne, dass Haushaltskunden auch in der Ersatzversorgung nur Grundversorgungstarife zahlen müssen, ist nicht gerechtfertigt. Denn dann müssten sie durch die anderen Ersatzversorgungsbezieher subventioniert werden. Für die Forderung des Bundesrates spricht zudem, dass nur sie für Haushaltskunden einen Anreiz schafft, von der Ersatzversorgung in die reguläre und günstigere Grundversorgung zu wechseln.

8. Haftungsregeln

Im Regierungsentwurf sind in den Verordnungsermächtigungen für die Ausgestaltung der Lieferverträge keine verpflichtenden Vorgaben zur Haftungsbegrenzung enthalten. Der BGW fordert, dass ein unmissverständlicher und klarer Handlungsauftrag an den Verordnungsgeber ergeht, die Haftung auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung zu beschränken und der Höhe nach zu begrenzen. Der Rechtsgedanke der Haftungsbeschränkung in der Energieversorgung ist derzeit in den AVB enthalten und wurde von der Rechtsprechung auch auf Nicht-AVB-Kunden ausgedehnt. Es handelt sich um gängige Rechtspraxis, die unverändert und unbedingt auch in Zukunft gelten und nicht in das Ermessen des Verordnungsgebers gestellt werden sollte. Ohne Haftungsbegrenzung wären mögliche Schäden in der Energiewirtschaft nicht oder nur zu unvertretbar hohen Summen versicherbar. Somit dient die Haftungsbegrenzung dem Ziel der preisgünstigen Energieversorgung. Sie ist auch im Sinne des Verbraucherschutzes, da sie verhindert, dass einzelne Großschäden in unbegrenztem Maße auf alle Verbraucher umgelegt werden.

9. Transparenz

Im Rahmen des vorliegenden Gesetzesentwurfes sind umfangreiche Maßnahmen zur Wahrung der Transparenz

vorgesehen. Begründet wurden zum einen besondere Pflichten der Unternehmen, etwa die Umsetzung des Gleichbehandlungsprogramms, und zum anderen behördliche Befugnisse, z.B. Betretungs- und Informationsrechte der REGTP. Beides zusammen sorgt für Transparenz und verhindert Diskriminierung.

Die Netzzugangsverordnung verlangt jedoch teilweise die Bereitstellung von Informationen, die für einen Netzzugang nicht erforderlich sind, z.B. Leitungsdurchmesser und historische Daten. Hierdurch werden unnötige, im Endeffekt vom Verbraucher zu tragende Kosten für die Netzbetreiber verursacht, ohne dass dies zu einer Verbesserung des Netzzugangs führt. Die Fristen für die Bereitstellung der Daten sind teilweise unrealistisch kurz, z. B. für die Bereitstellung eines Kapazitäts- und Entgeltrechners im Internet.

Nicht sachgerecht ist die gem. § 20 Abs. 1 Nr. 8 Netzzugangsverordnung geforderte Veröffentlichung von Daten für alle Ausspeisepunkte, da hiernach die Endverteilung alle Daten (Anschlussleistungen) der rund 20 Mio. Haushaltskunden veröffentlichen müsste. Eine Veröffentlichung von Daten muss der guten fachlichen Praxis in der EU folgend (vgl. die Guidelines for Good TPA Practice des Madrid Forums sowie den Entwurf einer EU-Netzzugangsverordnung) auch in den Fällen ausgeschlossen werden, in denen es sich um kommerziell sensitive Daten handelt. Rechtlich und praktisch problematisch ist die kollektive Verpflichtung aller Gasnetzbetreiber zur Erstellung und Bereitstellung von Daten und EDV-Plattformen.

10. Energieeffizienz

Der BGW bejaht grundsätzlich die Ziele

- Erhöhung der Effizienz der Energienutzung
- Minderung der CO₂-Emissionen
- Erhöhung der Versorgungssicherheit

und hat auf dem Gebiet der effizienten Energienutzung und bei Energiedienstleistungen auf Basis freiwilliger Maßnahmen erhebliche Erfolge vorzuweisen.

Der BGW hält Pläne, wie sie in dem Entwurf der EU-Kommission für eine Richtlinie zur Energieeffizienz und zu Energiedienstleistungen zum Ausdruck kommen, für den falschen Ansatz. Aus Sicht der Gaswirtschaft muss weiterhin auf marktgesteuerte Maßnahmen und Dienstleistungen zur Einsparung von Energie gesetzt werden, die in Deutschland am freien Markt bereits sehr erfolgreich sind (Contracting). Zwangsverordnete Energiedienstleistungsprodukte weisen eine in der Regel geringere Wirtschaftlichkeit auf und werden vom Markt nicht angenommen. Netzzugangsentgelte stellen in einem liberalisierten Markt ein untaugliches Steuerungsinstrument für mehr Energieeffizienz dar. Zusätzliche Belastungen würden den kohlenstoffärmsten fossilen Energieträger Erdgas im Wärmemarkt gegenüber Konkurrenzenergien benachteiligen und hätten somit einen negativen ökologischen Effekt.

11. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Eine Liberalisierung im Sinne einer freien Wahl des Dienstleisters ist nicht sachgerecht. Es entstünde damit an einer für die Abwicklung des Netzzugangs entscheidenden Stelle eine zusätzliche Schnittstelle, die den Pro-

zess wesentlich erschweren und so auch die Liberalisierung gefährden würde.

Darüber hinaus handelt es sich auch beim Mess- und Zählwesen beim Erdgas um einen in erheblichem Maße sicherheitsrelevanten Bereich. Ein Messstellenbetreiber müsste analog zu den Anforderungen an die Netzbetreiber eine entsprechende Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit aufweisen, was entweder durch ein Genehmigungsverfahren oder zumindest ein Prüfungsverfahren zu kontrollieren und zu gewährleisten wäre. Dies hätte eine Doppelung dieser administrativen Vorgänge zur Folge.

12. Unbundling

Der BGW unterstützt die vom Bundesrat vorgeschlagene Neufassung der Regelungen zur personellen Entflechtung, wonach sich die Entflechtung lediglich auf die „für die Leitung des Netzbetreibers zuständigen Personen“ erstrecken sollte. Die Vorgaben der EU-Richtlinie zum organisatorischen Unbundling sollten nicht überschritten werden. Es stellt sich die Frage, inwieweit eine verschärfende deutsche Unbundlingregelung mit den deutschen Grundrechten der Berufsfreiheit und des Eigentumschutzes (Art. 12 und 14 GG) vereinbar sind. Die mit einem weitergehenden Unbundling verbundenen Anpassungen verursachen - gerade bei kleineren Unternehmen (Stadtwerken) - zudem erhebliche Zusatzkosten, die letztlich auf die Netzzugangsentgelte umgelegt werden und damit zu Lasten der Verbraucher gehen. Angesichts der künftigen Regulierung von Netzzugang und Netzentgelten sowie der übrigen Unbundling-Vorschriften (Information, Rechnungslegung und - soweit vorgeschrieben - Legal Unbundling) sind weitergehende administrative Eingriffe in die Unternehmensstrukturen zudem auch gar nicht erforderlich. So ist etwa der Telekommunikationsbereich ein Beispiel für eine funktionierende Regulierung sogar ganz ohne organisatorisches Unbundling. Insofern stellt sich - angesichts der weitreichenden Kompetenzen des künftigen Energieregulierers - in diesem Zusammenhang auch die Frage nach der Verhältnismäßigkeit von Unbundlingvorgaben, die über das EU-Recht hinausgehen.

12a. Steuerneutralität des Unbundling

Der BGW begrüßt die geplanten Regelungen des § 6 Abs. 2 und 3 EnWG-E und die Absicht der Bundesregierung, das Legal Unbundling steuerneutral zu gestalten. Dadurch wird auch vermieden, dass bei Umsetzung des Unbundling aus steuerlichen Gründen Strukturen geschaffen werden, die wirtschaftlich nicht sinnvoll sind und zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber Unternehmen aus anderen EU-Staaten führen würden. Insbesondere die Regelung der Grunderwerbsteuerlichen Befreiung des § 6 Abs. 3 EnWG-E trägt zur Schaffung wirtschaftlich sinnvoller Strukturen bei.

Allerdings weist die im Gesetzentwurf vorgesehene Regelung noch einige steuerliche Risiken auf, die im weiteren Gesetzgebungsverfahren ausgeräumt werden sollten:

- Von den Regelungen des § 6 Abs. 2 und 3 EnWG-E muss auch die Übertragung von Wirtschaftsgütern erfasst sein, die zwar nicht zwingend im Rahmen der Entflechtung, aber in diesem Zusammenhang zur Schaffung wirtschaftlich sinnvoller Strukturen notwendig ist.

- Erfasst sein müssen auch künftige Entflechtungsmaßnahmen der Unternehmen, die im Hinblick auf das Legal Unbundling bereits zum heutigen Tage Umstrukturierungsmaßnahmen realisiert haben bzw. bis zum Inkrafttreten des EnWG realisieren werden.
- Sofern EVU unter 100.000 Kunden, die rechtlich und organisatorisch nicht entflechten müssen, gleichwohl aber freiwillig ein Legal Unbundling durchführen, müssen sie die gleiche steuerliche Behandlung erfahren wie die zum Unbundling verpflichteten Unternehmen. Derzeit bezieht sich die steuerliche Regelung des § 6 Abs. 2 und 3 nur auf die verpflichteten Unternehmen.
- Die Begrenzung „unmittelbar auf den Organisationsakt der Entflechtung“ in § 6 Abs. 2 EnWG-E ist für die Praxis zu eng, weil die Entflechtung der Gasversorgungsunternehmen hier regelmäßig nicht auf einen einzigen Organisationsakt beschränkt sein wird, sondern eine Vielzahl von Maßnahmen bzw. Umstrukturierungsschritten erfordert.
- Zudem ist nicht auszuschließen, dass seitens der Regulierungsbehörde von den Unternehmen im Nachhinein zusätzliche Maßnahmen gefordert werden könnten. Auch diese Entflechtungsmaßnahmen müssen nach § 6 Abs. 2 und 3 EnWG steuerneutral möglich sein.
- Die Finanzverwaltung sollte aus verwaltungswirtschaftlichen Gründen nicht durch § 6 Abs. 2 und 3 jeweils letzter Satz EnWG-E dazu gezwungen werden, in jedem Fall Amtshilfe von der Regulierungsbehörde in Anspruch zu nehmen. Vielmehr sollten die Finanzbehörden im Rahmen ihres Ermessens entscheiden, ob und ggf. in welchem Umfang im Einzelfall diese Amtshilfe erforderlich ist. Dies ist aber bereits durch § 111 AO sichergestellt und bedarf keiner zusätzlichen gesetzlichen Regelung.

13. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Der BGW setzt sich hinsichtlich der Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang im Grundsatz für die Beibehaltung der von der Bundesregierung vorgeschlagenen Regelungen zum methodenorientierten Prüfverfahren und gegen eine ex-ante Genehmigungspflicht der Tarife ein. Im Gegensatz zur Meinung des Bundesrates stellen die Regelungen in § 21 des Regierungsentwurfs bereits sehr weitgehende Eingriffe in die unternehmerischen Freiheiten dar. Mit methodenorientierten Prüfungsverfahren, ex-ante Befugnissen sowie ex-post Befugnissen verfügt die künftige Regulierungsbehörde bereits über weitreichende Kompetenzen. Eine missbräuchliche Anwendung der „Kosten der energiewirtschaftlich rationalen Betriebsführung“ kann so angemessen verhindert werden. Eine ex-ante Regulierung der einzelnen Entgelte ist angesichts von rund 1.600 Netzbetreibern in Deutschland in den nächsten Jahren realistisch betrachtet nicht anwendbar. Die Anwendung von analytischen (virtuellen) Kostenmodellen im Rahmen des Konzeptes einer effizienten Leistungsbereitstellung entspricht nicht den realen Gegebenheiten sowie den historisch bedarfsgerecht unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit gewachsenen Erdgasnetzen.

Die Festlegungsbefugnisse der Regulierungsbehörde, die in § 30 StromNEV-E enthalten sind, sind zu weit und zu pauschal gefasst und berücksichtigen nicht die Praxis des

einzelnen Unternehmens. Sie sind daher dahingehend zu ergänzen, dass Festlegungen nach dieser Norm nur insoweit erfolgen, als die von den Netzbetreibern vorgelegten Kalkulationsverfahren offensichtlich nicht hinreichend detailliert oder offensichtlich nicht sachgerecht sind. Außerdem müssen Erwägungsgründe, die zu Festlegungen im Sinne des § 30 führen, für Dritte in vollem Umfang und transparent nachvollziehbar sein, auf allgemein anerkannten wissenschaftlichen Erkenntnissen und Verfahren beruhen und auf diese Bezug nehmen. Jede Festlegung erfordert eine vorhergehende öffentliche Konsultation. Festlegungen zur Verbesserung des bestehenden Kalkulationssystems sind nur insoweit zulässig, wie sie dem durch diese Verordnung vorgegebenen System nicht zuwider laufen. Festlegungen, die einer Vereinheitlichung von Verfahren dienen, müssen die strukturellen Besonderheiten der Netzbetreiber hinreichend berücksichtigen.

14. Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

Der BGW hat keine Einwendungen gegen die vorgeschlagene Aufteilung in Gesetz und Verordnungen. Er setzt sich jedoch dafür ein, dass die Ermächtigungsgrundlagen und Regelungsbereiche der Verordnungen im Gesetz möglichst genau und klar formuliert werden. Der Bestimmtheitsgrundsatz und das Wesentlichkeitsprinzip müssen Beachtung finden. Erforderlich ist überdies, dass sich die neu geschaffenen Regelungen in die geltende Rechtsordnung insgesamt nahtlos einfügen, insbesondere also keine Widersprüche zu den vertragsrechtlichen Vorgaben des Bürgerlichen Gesetzbuches entstehen. All dies würde zur Gewährleistung von Rechtssicherheit beitragen.

Block 3: Themenschwerpunkt Gas

1. Zugang zu den Gasnetzen (Entry/Exit-Modell)

Es ist grundsätzlich positiv zu beurteilen, dass der Entwurf der Netzzugangsverordnung ein Entry/Exit-Modell einführt, das die Strukturen der deutschen Gaswirtschaft berücksichtigt und eine eigenständige Regelung im Hinblick auf die Endverteilung enthält.

Im Rahmen der Umsetzung des Modells kommt es darauf an, dass die jeweiligen Netzspezifika bei der Modellkonkretisierung und -umsetzung ausreichend berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere die Beachtung von Engpässen, unterschiedlicher Gasbeschaffenheiten sowie die Gewährleistung des erfolgten und gegebenenfalls noch erfolgenden Flächenaufschlusses für Erdgas. Hierzu bietet der Verordnungsentwurf grundsätzliche Verfahrensmöglichkeiten. Beim Netzzugang ist zu berücksichtigen, dass die Netze nur eine begrenzte technische Flexibilität aufweisen und deshalb freie Kapazitäten nicht beliebig zugeordnet werden können. Eine zwangsweise Einbeziehung des Handels bei der Kapazitätsermittlung widerspricht zudem der Philosophie des Unbundling. Ein Einsatz von Handelsinstrumenten muss – als wettbewerbliche Tätigkeit – konsequent der Regulierung entzogen bleiben.

Die Umsetzung des Prinzips „One-Stop-Shopping“ muss gleiche Chancen für alle beteiligten Netzbetreiber bieten.

Der Verordnungsentwurf berücksichtigt darüber hinaus die engmaschige Netzstruktur in der Endverteilung. Die Endverteilung wird durch das Konzessionsgebiet sowie

die vor- und nachgelagerten Anbindungen bestimmt. Hierzu gibt es aus Sicht des BGW keine Alternative.

Beim Engpassmanagement ist die Regelung durch das „use-it-or-lose-it-Prinzip“ problematisch, da nicht genutzte Kapazitäten dem bisherigen Kapazitätsinhaber entzogen werden sollen. Durch diesen Zwangsentzug gebuchter Kapazitätsrechte kann es zu einer Gefährdung verbindlicher Liefervereinbarungen kommen. Dies geht über die vorgesehene EU-Regelung hinaus, die grundsätzlich den Schutz bestehender Rechte vorsieht. In gleicher Weise gilt dies auch für die sog. „Rucksack-Regelung“, bei der durch den Zwangsentzug gebuchter Kapazitätsrechte langfristige Bezugsbindungen und damit die Versorgungssicherheit gefährdet werden.

2. Gasspeicher

In der Bundesrepublik gibt es einen funktionierenden Speicher- und Flexibilitätsmarkt. Deshalb hat die Bundesregierung im Entwurf des EnWG in § 28 zu Recht die in Art. 19 Abs. 3 der EU-Richtlinie vorgesehene Option des verhandelten Speicherzugangs gewählt. Hierzu passt jedoch die vorbehaltlose Verordnungsermächtigung für das BMWa in § 28 Abs. 4 und auch § 35 Abs. 3 GasNZV-E nicht, die sogar der REGTP die Möglichkeit eröffnet, die inhaltliche Gestaltung der Verträge über den Speicherzugang zur Wahrung der Einheitlichkeit des Netzzugangs zu regeln. Ein funktionierender Markt zeichnet sich gerade durch eine Flexibilität und die Vielfältigkeit der vertraglichen Regelungen aus. Der Markt für Speicherdienste ist aber schon jetzt ein bestehender Wettbewerbsmarkt. Speicher sind keine essential facilities.

3. Gashandel

Der Entwurf der Netzzugangsverordnung erfüllt die Kriterien für mehr Wettbewerb, die im Monitoringbericht der Bundesregierung aufgestellt worden sind, und schafft damit die notwendigen rechtlichen Voraussetzungen für einen Gashandelsmarkt.

Festzuhalten bleibt, dass die EU-Erdgasbinnenmarkt-richtlinie eine Regulierung des Handels nicht vorsieht. Im Rahmen der Umsetzung besteht in Deutschland ein breiter Konsens, dass die Regulierung auf den Netzbereich zu beschränken ist. Damit unvereinbar wäre ein zwingend vorgesehener Einsatz von Handelsinstrumenten zur Flexibilisierung von Kapazitäten. Der Handel sollte ausdrücklich nicht in die Regulierung eingeschlossen werden, denn unter diesen Bedingungen würde er die ihm obliegenden Aufgaben nicht marktgerecht und wettbewerbskonform erfüllen können.

4. Teilnetzproblematik und Handelsinstrumente

Das Entry/Exit-Netzzugangsmodell ist netzbezogen bzw. teilnetzbezogen umsetzbar. Die Notwendigkeit der Unterteilung der Netze in Teilnetze muss von den Netzbetreibern beurteilt werden, die im Rahmen des Netzbetriebes objektive Kriterien wie jederzeitige physische Durchführbarkeit von Transporten, Druck, Gasbeschaffenheit, netztechnische Restriktionen, Engpässe oder die Abrechnungsvorschriften nach Eichgesetz zu berücksichtigen haben.

Die Teilnetze würden nicht willkürlich gebildet sondern aus technischen Gründen. Da jede Teilnetzbildung mit zusätzlichen Kosten und Flexibilitätsverlusten der Netzbetreiber verbunden ist, haben Netzbetreiber ein eigenes

Interesse, die Anzahl der Teilnetze möglichst gering zu halten.

Eine Vorgabe, dass der Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten zwingend vor der Teilnetzbildung erfolgen muss, um die frei zuordenbaren Kapazitäten zu erhöhen, ist nicht sachgerecht. Denn die Regelung ist nur in Grenzen geeignet Engpässe zu überwinden. Die Größe der Teilnetze kann sich zudem u.U. in Abhängigkeit von der vertraglichen Vereinbarung mit Dritten ändern. Im Interesse der Transportkunden aber müssen Teilnetze stabil bleiben. Darüber hinaus gilt auch hier, dass es etwa durch die Verpflichtung zur Prüfung des Abschlusses von Handelsverträgen durch den Netzbetreiber nicht zu einer Regulierung der Handelsaktivitäten beim Erdgas kommen darf.

5. Kalkulation der Netzzugangsentgelte

Nach Auffassung des BGW verbietet sich aus ordnungspolitischer Sicht für Netze, die selbst im Wettbewerb stehen, die Regulierung der Netzzugangsentgelte. Dies ist für den Bereich der überregionalen und regionalen Fernleitung der Fall.

Deswegen ist eine marktorientierte Entgeltbildung die einzig geeignete Methode zur Entgeltbildung für den Zugang zu Fernleitungsnetzen. Dies ist bereits im Gesetz festzulegen und in der EntgeltVO zu konkretisieren. Eine politisch gewollte Regulierung der Fernleitungsnetze muss sich deswegen an allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Prinzipien orientieren.

Bei Netzen der regionalen und örtlichen Verteiler muss sichergestellt werden, dass die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber für Erhaltung und ggfs. Ausbau des Netzes erhalten bleibt. Eine tatsächliche Nettosubstanzerhaltung und eine ausreichende, industrieeübliche Verzinsung des Eigenkapitals müssen auf jeden Fall gewährleistet bleiben.

6. „Rucksackproblem“

Das sogenannte „Rucksackverfahren“ kann in einem Entry/Exit-System ausschließlich für den Ausspeisepunkt gelten. Da bei einem Entry/Exit-System prinzipiell nicht auf den Kontraktfad abgestellt werden kann, lassen sich die gebuchten Kapazitäten in aller Regel nicht einer einzelnen Gaslieferung an einen Letztverbraucher zuordnen. Insofern existiert kein „Kapazitätsrucksack“ über die Lieferkette bis zum Importpunkt, der bei einem Lieferantenwechsel durch den Letztverbraucher vom bisherigen Lieferanten an den nächsten übergeben werden könnte.

Der „Rucksack“ ist darüber hinaus schon deshalb höchst problematisch, weil es sich beim Entzug gebuchter Kapazität um einen Eingriff in vertragliche Rechte Dritter handelt, die nicht Netzbetreiber sind. Demzufolge ist auch diese Regelung als Regulierung des Handelsbereichs einzustufen und abzulehnen. Zudem kann es beim Zwangsentzug gebuchter Kapazitätsrechte zu einer Gefährdung verbindlicher langfristiger Liefervereinbarungen kommen. Die Transportkunden dürfen nicht daran gehindert werden, bestehende vertragliche Verpflichtungen erfüllen oder bestehende vertragliche Rechte ausüben zu können.

7. Differenzmengen

Die Regelungen der GasNZV sind akzeptabel, auch wenn der 10 % Bilanzausgleich im internationalen Vergleich als großzügig zu bezeichnen ist. Bei internationalen Ta-

rifvergleichen sollte der großzügige 10 % Bilanzausgleich mit berücksichtigt werden.

Allerdings müsste die Pflicht für den Bilanzausgleich in den Fällen des § 10 GasNZV auch ratierlich gekürzt werden können, da sich die Störungsbewältigung für den Netzbetreiber ansonsten noch verschärfen kann.

Der Basisbilanzausgleich wird in der Transportkette nur einmal erbracht, wobei zu gewährleisten ist, dass jeder Netzbetreiber gleiche Möglichkeiten erhält, diese Leistung zu erbringen.

8. Anpassung an europäische Normen

Einheitliche Normen sind aus Wettbewerbsicht sicher zu befürworten. Dabei darf jedoch der hohe deutsche Standard der technischen Sicherheit und das erfolgreiche Modell der Selbstregulierung bei der Standardisierung nicht gefährdet werden.

9. Biogaseinspeisung

Die Gaswirtschaft befürwortet die Nutzung von Biogas als Beitrag zum Klimaschutz und zur Ressourcenschonung. Es ist derzeit aber eine noch offene Frage, ob die Berücksichtigung aller technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte vor dem Hintergrund der Konkurrenzsituation auf dem Wärmemarkt nicht dazu führen wird, eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz im Ergebnis kritisch zu bewerten.

Biogas kann grundsätzlich unter Einhaltung aller technischen Anforderungen mit allerdings hohem Aufwand auf Erdgasbeschaffenheit aufbereitet und, bei entsprechender Kompatibilität und Druckvorhaltung, in Erdgasnetze eingespeist werden. Die Gaswirtschaft sieht daher eine Einspeisung von Biogas in die Erdgasnetze grundsätzlich als technisch möglich an und hat hierfür frühzeitig technische Regeln auf den Weg gebracht.

Gleichwohl bleibt aus heutiger Sicht in Bezug auf eine sinnvolle Nutzung der begrenzten biogenen Primärenergieressourcen noch eine Vielzahl von Fragen zu klären. Beispielsweise:

- Gibt es ausreichende Biogas-Potenziale, die eine gesetzliche Regelung rechtfertigen oder geht es eher um eine begrenzte Anzahl von Einzelfällen?
- Wie sehen typische Einspeisefälle aus? Sind es eher dezentrale Biogasanlagen oder ist aufgrund der Kosten der Gasaufbereitung und Verdichtung eher von zentralen Einheiten auszugehen?
- Wann fällt das Biogas zur Einspeisung an? Ganzjährig, nach Bedarf oder nur im Sommer bei dann fehlendem Wärmebedarf?
- Wer trägt im einzelnen die Kosten und wer ist jeweils zur Abnahme verpflichtet?

Erdgas befindet sich in allen Absatzmärkten - insbesondere im Wärmemarkt - in einem intensiven Wettbewerb mit Konkurrenz-Energieträgern. Eine eventuelle, über die jetzige Regelung im Erneuerbare-Energien-Gesetz hinaus gehende Förderung von Biogas durch eine Umlage auf Netzzugangsentgelte oder Erdgaspreise würde Erdgas im Wettbewerb erheblich benachteiligen und wird daher von der Gaswirtschaft abgelehnt. Es kann unter ökologischen Gesichtspunkten nicht erwünscht sein, Erdgas als kohlenstoffärmsten fossilen Energieträger aus dem Wärmemarkt zu drängen.

Die Nutzung von Biogas wird derzeit noch nicht ausreichend auf Basis einer fundierten Faktenlage geführt. Aus diesem Grund hat die deutsche Gaswirtschaft in Zusammenarbeit mit Ministerien und verschiedenen Fachverbänden im September 2004 eine umfassende Studie zur Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse an namhafte Forschungsinstitute vergeben. Die möglichen Verwertungspfade werden verglichen. Es erfolgt auch eine Potenzialabschätzung, damit die weitere Vorgehensweise nicht von unrealistischen Annahmen

beeinflusst wird. Ergebnisse der Studie liegen in der ersten Hälfte des kommenden Jahres vor.

24. November 2004

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1525

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE)

Die deutschen Strom und Gaspreise gehören im europäischen Vergleich zu den höchsten (auch ohne staatliche Abgaben). Das ist eine immense Belastung für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Die von der europäischen Gemeinschaft initiierte Novellierung des Energiewirtschaftsrechts bietet die Chance, endlich einen wirksamen Wettbewerb auf den Energiemärkten zu schaffen, um so Industrie und Haushalte zu entlasten. Der vorliegende Entwurf eines Energiewirtschaftsgesetzes nutzt diese Chance nur halbherzig.

In der einleitenden Begründung des Gesetzentwurfs heißt es: *"Unmittelbare Auswirkungen auf das allgemeine Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, sind aber nicht zu erwarten"*. Diese Einschätzung trifft für den vorliegenden Gesetzentwurf deshalb zu, weil die Bundesregierung keine konsequente Grundlagen schafft, um den Energieversorgern ihre Monopolrenditen zu beschneiden. Ihre Aufgabe ist es, das natürliche Monopol der Netze zu neutralisieren, um Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten zu ermöglichen. Liberalisierung und Wettbewerb werden bisher kaum als ordnungspolitische Herausforderung begriffen, sondern vielmehr als ein lästiges Abarbeiten von europarechtlichen Vorgaben. Eine erfolgreiche Liberalisierung ist immer verbunden mit einer Umverteilung von Renditen vom Monopolisten hin zu den Kunden. Dieser Aspekt hat

im Regierungsentwurf zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes offensichtlich keine tragende Rolle gespielt.

Block 1: Generelle Anmerkungen1 Transparenz/Unbundling

Wesentliche Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb ist ein diskriminierungsfreier Netzzugang. Dieser ist nur mit hinreichender Transparenz über die Modalitäten des Netzzugangs für alle am Markt agierenden Akteure zu erreichen. Der Regulierer, die Marktteilnehmer, die Öffentlichkeit sowie die Wissenschaft und Forschung haben ein Anrecht auf Informationen und Auskünfte (solange diese keine Wettbewerbsmärkte umfassen).

Der Gesetzentwurf sieht im Bereich der Elektrizitätsversorgung umfassende Regelungen zur Sicherstellung der Transparenz zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörde vor. Regelungen, die für mehr Markttransparenz für alle Marktteilnehmer sorgen, fehlen zum größten Teil. Nur wenn alle Marktteilnehmer Zugang zu den notwendigen Informationen erhalten, können sie ihr gesetzliches Beschwerderecht auch nutzen und die Regulierungsbehörde bei ihrer Arbeit unterstützen. Insofern müssen die Transparenzpflichten der Netzbetreiber gegenüber den Marktteilnehmern erweitert werden. Zum Themenkomplex Transparenz sind die Vorschriften zum

Unbundling zu zählen. Der Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes stellt nur eine Minimalumsetzung der Vorgaben der Binnenmarkttrichtlinie dar, die den deutschen Marktstrukturen nicht gerecht wird. Ein Großteil der Informationen ist nach den vorgesehenen Regelungen der Öffentlichkeit nicht zugänglich. Weiterhin ist der Grenzwert, unterhalb dem die Unternehmen von den Regelungen zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung freigestellt werden, zu hoch. Die Entflechtung sollte durchgängig gewährleistet sein und nicht nur Netzbetreiber betreffen, die mehr als 100.000 Kunden versorgen. § 8 Abs. 5 verpflichtet vertikal integrierte Unternehmen zu einem Gleichbehandlungsprogramm. § 8 Abs. 6 nimmt Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden von dieser Verpflichtung aus. Auch Unternehmen unter 100.000 Kunden sollten dafür Sorge tragen, dass diese Entflechtungsvorgaben umgesetzt werden. § 8 Abs. 6 ist wie folgt zu fassen:

§ 8 (6) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsversorgungsnetz weniger als 25 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, sind hinsichtlich der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nr. 38 verbunden sind, von den Verpflichtungen nach den Absätzen 1 bis 4 ausgenommen. Satz 1 gilt für Gasversorgungsnetze entsprechend.

Folgende Änderungen in § 10 stellen sicher, dass die Abschlüsse der entflochtenen Unternehmen auch der Öffentlichkeit zugänglich sind und die Prüfungsbefugnisse der Regulierungsbehörde nicht eingeschränkt werden:

§ 10 Rechnungslegung und interne Buchführung

*(3) ...Tätigkeit im Sinne dieser Bestimmung ist auch jede wirtschaftliche Nutzung eines Eigentumsrechtes an Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen, Gasspeichern oder LNG-Anlagen. Für die anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors und innerhalb des Gassektors sind Konten zu führen, die innerhalb des jeweiligen Sektors zusammengefasst werden können. Für Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors sind ebenfalls eigene Konten zu führen, die zusammengefasst werden können. Soweit eine direkte Zuordnung zu den einzelnen Tätigkeiten nicht möglich ist oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden wäre, hat die Zuordnung durch Schlüsselung der Konten, die sachgerecht und für Dritte nachvollziehbar sein muss, zu erfolgen. Mit der Erstellung des Jahresabschlusses ist für jeden der genannten Tätigkeitsbereiche ~~intern~~ jeweils eine den in Absatz 1 genannten Vorschriften entsprechende Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung aufzustellen **und in den Anhang ihres Jahresabschlusses aufzunehmen**. Dabei sind in der internen Rechnungslegung die Regeln einschließlich der Abschreibungsmethoden anzugeben, nach denen die Gegenstände des Aktiv- und Passivvermögens sowie die Aufwendungen und Erträge den gemäß den Sätzen 1 bis 4 geführten Konten zugeordnet worden sind.*

*§ 10 (4) Die Prüfung des Jahresabschlusses gemäß Absatz 1 umfasst auch die Einhaltung der Pflichten zur ~~internen~~ Rechnungslegung nach Absatz 3. Dabei ist neben dem Vorhandensein getrennter Konten auch zu prüfen, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Kosten sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet worden ist. Im Bestätigungsvermerk zum Jahresabschluss ist anzugeben, ob die Vorgaben nach Absatz 3 eingehalten worden sind. **Die Befugnisse der Regulierungsbehörde bleiben unbe-***

rührt.

2 Angemessene Netznutzungsentgelte

Im Gesetzentwurf wird für die Kalkulation der Netznutzungsentgelte das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung verankert. Kalkulationen auf Basis der Nettosubstanzerhaltung sind maßgeblich verantwortlich dafür, dass in Deutschland europaweit die höchsten Netznutzungsentgelte verlangt werden.

2.1 Die Problematik der kalkulatorischen Abschreibungen:

Bei Investitionen in Netze handelt es sich in der Regel um sehr langfristige Investitionen. Um einen dauerhaften, sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, reicht es nicht aus, die Investitionen auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten abzuschreiben. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber einen angemessenen Inflationsausgleich erhalten, der dafür sorgt, dass nach dem Ende der Nutzungsdauer eines Anlagegutes auch ausreichend Abschreibungen erwirtschaftet wurden, um Ersatzinvestitionen vorzunehmen.

Genau um diese Frage geht es beim Streit um die geeignete Abschreibungsmethode. Wie kann die Leistungsfähigkeit des Netzbetreibers über die Investitionszyklen hinweg, auch bei steigenden Preisen, erhalten werden? Dazu stehen grundsätzlich die beiden genannten Verfahren zur Auswahl: die Realkapitalerhaltung und die Nettosubstanzerhaltung.

2.2 Nettosubstanzerhaltung

Bei der Nettosubstanzerhaltung wird der Inflationsausgleich dadurch gewährleistet, dass Restbuchwerte des Anlagevermögens gemäß der Inflation fortgeschrieben werden. Die Restwertabschreibung für das eigenkapitalfinanzierte Anlagevermögen orientiert sich nicht an den tatsächlichen Anschaffungs-/Herstellkosten (AHK), sondern an dem jeweils angenommenen Wiederbeschaffungswert. Die Abschreibung auf den (höheren) Tagesneuwert (TNW) erfolgt dabei unabhängig davon, ob eine Wiederbeschaffung des abgeschriebenem Anlagegutes tatsächlich überhaupt erfolgt. Erfolgt sie nicht (etwa im Fall eines „stranded investment“ oder Rückbau infolge Überkapazitäten) oder zumindest nicht in der ursprünglichen Form (etwa weil durch technischen Fortschritt statt der alten Anlagen neue – effizientere und/oder günstigere – Anlagen angeschafft werden), kann die Differenz zwischen den abgeschriebenem TNW und den tatsächlichen AHK als Gewinn ausgeschüttet werden. Dies erklärt zum Teil, weshalb die Netzbetreiber trotz der bisher angesetzten Eigenkapitalrendite von 6,5 % (VV II plus) tatsächlich Gewinne ausschütten, die Zinssätzen in deutlich zweistelliger Höhe entsprechen. Die Nettosubstanzerhaltung eröffnet also die Möglichkeit, Gewinne in den Kosten zu verdecken. Selbst wenn künftig aufgrund einer periodenübergreifenden Saldierung überhöht gebildete Abschreibungen letztlich wieder zur Abdeckung von laufenden Netzkosten eingesetzt werden müssen, werden bis zur Offenlegung laufend Zinsen auf das überhöhte Eigenkapital in die Entgelte eingerechnet.

2.3 Realkapitalerhaltung

Bei der Realkapitalerhaltung wird der Inflationsausgleich über die Verzinsung vorgenommen. Die Abschreibungen werden auf Basis der tatsächlichen AHK, nicht aber aufgrund (fiktiver) Wiederbeschaffungswerte als Kosten

geltend gemacht. Dafür wird der (höhere) Nominalzins in Ansatz gebracht, der die Inflationsrate bereits enthält. Diese Methode schafft ein hohes Maß an Transparenz und Objektivität bei der Entgeltkalkulation. Kosten und Gewinne werden getrennt. Die Realkapitalerhaltung stellt dabei sicher, dass der Netzbetreiber am Ende der Nutzungsdauer eines Betriebsmittels über Eigenkapital verfügt, das eine gleich bleibende Eigenkapitalquote ermöglicht. Der Netzbetreiber kann aus der Differenz zwischen Nominal- und Realzins eine Rücklage zum Ausgleich des inflationsbedingten Werteverzehrs seines eigenkapitalfinanzierten Anlagevermögens bilden. Die volle Finanzierungsfähigkeit des Unternehmens (und damit die Versorgungssicherheit) ist gewährleistet. Da keine (mit Unsicherheiten behafteten) Annahmen über Zeitpunkt und Höhe einer künftigen Wiederbeschaffung gemacht werden müssen, können in der Kostenbasis für die Entgelte keine faktischen Gewinne verdeckt werden.

2.4 Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung führen theoretisch zum gleichen Ergebnis

Es lässt sich theoretisch nachweisen und ist auch unumstritten, dass beide Methoden, wenn sie den richtig angewendet werden, über den gesamten Abschreibungszeitraum zum gleichen Ergebnis führen. Es stellt sich die Frage, worum es bei diesem Methodenstreit wirklich geht?

Was für die Theorie gilt muss für die Praxis noch lange nicht gelten. Hier lohnt sich ein näherer Blick darauf, wie die für die Ermittlung notwendigen Parameter überhaupt bestimmt werden.

Die Methode der Realkapitalerhaltung benötigt als Parameter die AHK und den Nominalzinssatz. Die AHK sind problemlos den Bilanzen zu entnehmen, der Nominalzinssatz kann in den Bundesbankberichten entnommen werden. Das Verfahren ist also transparent und bietet relativ geringe Gestaltungsspielräume bei der Ermittlung der Abschreibungen.

Das Verfahren der Nettosubstanzerhaltung basiert auf den Parametern TNW und Realzinssatz. Während der Realzinssatz problemlos aus den Bundesbankberichten ermittelt werden kann, existieren bei der Ermittlung der Tagesneuwerte erhebliche Gestaltungsspielräume und methodische Probleme. Diese Gestaltungsspielräume können dazu genutzt werden, um beachtliche Sondererträge zu erwirtschaften.

Die Ermittlung der Tagesneuwerte ist der eigentliche Kern des Problems. In Einzelfällen ist davon auszugehen, dass allein die Gestaltungsspielräume bei der Ermittlung der TNW zu einer Überhöhung der Netznutzungsentgelte von bis zu 20% führen.

2.5 TNW führen zu einer Erhöhung des Eigenkapitals beim Netzbetreiber.

Nach der Nettosubstanzerhaltung führen die Entgelte zu einem Aufbau an zusätzlichem Eigenkapital, das in den folgenden Entgelten auch noch verzinst wird. Ursache ist, dass die Bemessungsgrundlage für die Eigenkapitalverzinsung nicht das dem Netzbetrieb tatsächlich bereitgestellte Eigenkapital, sondern ein auf der Basis der hochgerechneten TNW kalkuliertes „betriebsnotwendiges Eigenkapital“ ist. Dieses „Eigenkapital“ ergibt sich als Summe der kalkulatorischen Restwerte des Anlagevermögens zuzüglich von Finanzanlagen und abzüglich von Abzugs- und verzinslichem Fremdkapital. Die jähr-

lich anfallenden und wegen der TNW-Basis ansteigenden (und über die NNE „verdienten“) Abschreibungen sammeln sich als Finanzanlagen an, erhöhen damit jährlich das „betriebsnotwendige Eigenkapital“ und führen darüber hinaus noch zu einer EK-Verzinsung. Der Netzbetreiber erhält somit eine zusätzliche Rendite auf ein Eigenkapital, das nicht er selbst, sondern die Netznutzer aufgebracht haben.

Die Vertreter der etablierten Energiewirtschaft stellen im Grundsatz die Ergebnisse der obigen Analyse nicht in Frage. Sie argumentieren aber, dass während eines Investitionszyklus ein Umstieg von der Nettosubstanzerhaltung auf die Realkapitalerhaltung nicht möglich sei, weil dadurch entweder die Kostendeckung bei den Netzbetreibern nicht gewährleistet sei oder die Netznutzungsentgelte stark ansteigen müssten. Diese Argumentation soll im Folgenden näher untersucht werden.

2.6 Nettosubstanzerhaltung - eine bewährte Kalkulationsmethode der Energiewirtschaft?

Die Nettosubstanzerhaltung ist keine Methode, die schon seit vielen Jahren in der Energiewirtschaft angewendet wurde. Im Grunde genommen wurde die Nettosubstanzerhaltung erstmals in der Verbändevereinbarung II Strom ab dem Jahr 2000 festgeschrieben. Vorher wurden für die Elektrizitätswirtschaft je nach Bundesland unterschiedliche Abschreibungsmethoden angewendet, die z.T. auch kalkulatorische Abschreibungen auf Basis von (höheren) bilanziellen Abschreibungen zuließen. Die Gaswirtschaft hat traditionell nie nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung kalkuliert, sondern vielmehr ihre Preise nach dem Prinzip des anlegbaren Preises gebildet. Nettosubstanzerhaltung ist also kein seit Jahrzehnten bewährtes Kalkulationsprinzip der Energiewirtschaft, sondern wird, wenn überhaupt, seit wenigen Jahren angewendet.

2.7 Übergang von NSE zu RKE ist auch während einer laufenden Abschreibung möglich

Selbst wenn im Einzelfall bei einzelnen Netzbetreibern der Umstieg auf die Realkapitalerhaltung zu Kostenunterdeckungen führen sollte, ist dies kein unlösbares Problem. Eine Änderung der Kalkulationsprinzipien vom Nettosubstanz- zum Realkapitalerhalt während der Nutzungszeit einer Anlage ist möglich. Das von Versorgerseite angeführte Problem, dies führe zu einer Unterdeckung im Kapitalrückfluss und/oder erzwingt eine deutliche Anhebung der Netznutzungsentgelte zur Abdeckung von Zins und Abschreibung, lässt sich umgehen. Dazu muss der Systemwechsel nach folgenden Prinzipien erfolgen:

- a) die zum Zeitpunkt des Systemwechsels geführten TNW werden eingefroren und als fiktive AHK über die Restlaufzeit abgeschrieben;
- b) der Netzbetreiber verwendet – wie beim Realkapitalerhalt von Anfang an - ab dem Systemwechsel die Differenz zwischen Real- und Nominalzins auf den ursprünglich eingesetzten EK-Anteil zur Bildung einer Eigenkapitalrücklage für die Wiederbeschaffung.

Das Argument durch einen Umstieg auf die Realkapitalerhaltung komme es generell zu Kostenunterdeckungen bei den Netzbetreibern ist falsch. Probleme kann es allenfalls im Einzelfall geben und zwar dann wenn ein Netzbetreiber

- a. in der Vergangenheit durchgängig und konsequent

nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung kalkuliert haben sollte und

- b. die Investitionen erst in jüngster Zeit getätigt hat, also über ein vergleichsweise junges Netz verfügt.

Es ist nicht auszuschließen, dass diese Fälle als Einzelfälle auftreten können. Für die überwiegende Mehrheit der Netzbetreiber ist davon auszugehen, dass sie über relativ „alte“ Netze verfügen und sich bei einem Übergang auf die Methode der Realkapitalerhaltung sogar besser stellen. Dies dürfte auch für die Netze in den Neuen Bundesländern gelten. Eine Verankerung der Methode der Nettosubstanzerhaltung im Gesetz ist sachlich nicht begründet. § 21 könnte wie folgt formuliert werden:

§ 21 (2) Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer ~~energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung~~ **einer effizienten Leistungsbereitstellung**, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, ~~unter Beachtung der Nettosubstanzerhaltung unter Berücksichtigung~~ **entsprechender Anreizsysteme für eine kosteneffiziente Leistungserbringung** und einer angemessenen Verzinsung des **für eine effiziente Betriebsführung und Investitionstätigkeit eingesetzten notwendigen** Kapitals gebildet. ~~Soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht~~ **kann eine Abweichung von dieser kostenorientierten Entgeltbildung nur insoweit bestimmen, als sie eine Entgeltreduzierung gegenüber der Kostenorientierung zulässt bestimmt ist.** Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden

Die Prüfung der Erforderlichkeit von Kosten und Investitionen im Rahmen des Konzepts der effizienten Leistungsbereitstellung stellt nur ein Korrektiv für die Übergangszeit dar. Um die Netznutzungsentgelte nachhaltig an dem Kriterium der Angemessenheit zu orientieren sind Konzepte der dynamischen Anreizregulierung nach internationalen Maßstäben zu entwickeln und implementieren. Der Auftrag, ein solches Konzept der Anreizregulierung zu entwickeln und zu implementieren sollte im Gesetz verankert werden. Dies könnte durch die Formulierung eines § 21 a geschehen.

§ 21 a Die Regulierungsbehörde entwickelt bis zum 30.09.2005 ein System der dynamischen Anreizregulierung, gültig für alle Netzstufen. Dieses System hat eine nachhaltige Steigerung der Effizienz in Netzbetrieb und Netzdimensionierung zum Ziel. Dazu kann die Regulierungsbehörde einen Mechanismus vorgeben, der die den Netzbetreibern zugestanden Erlöse an erzielte Effizienzfortschritte koppelt. Die Anreizregulierung ist durch allgemeine Vorgaben für die von den Netzbetreibern mindestens zu gewährleistende Versorgungsqualität zu ergänzen

3 Verankerung der Netzzugangsmodelle im Gesetz

Die grundlegenden Prinzipien des Netzzugangs sind im Gesetzentwurf nicht geregelt. Das Gesetz ist deshalb wie folgt zu ergänzen:

§ 20 Zugang zu den Energieversorgungsnetzen

- (1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien **diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren ermöglichen** sowie die Bedingungen und Entgelte

*für diesen Netzzugang als umfassende Standardangebote im Internet in der Weise zu veröffentlichen, dass sie ohne weitere Verhandlungen von Netznutzern angenommen werden können. Sie haben in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um einen effizienten Netzzugang erforderlichen Informationen **diskriminierungsfrei** zu gewährleisten. Sie haben ferner den Netznutzern die für einen effizienten Netzzugang erforderlichen Informationen **diskriminierungsfrei** zur Verfügung zu stellen. Das bestehende **transaktionsunabhängige Punktmodell für den Netzzugang im Elektrizitätsbereich ist weiterzuentwickeln. Weitere Merkmale des Modells für den Netzzugang im Elektrizitätsbereich sind:***

- **Zentrale Beschaffung von Systemdienstleistungen durch den Netzbetreiber**
- **Kostenwälzung**
- **transaktionsunabhängige Netznutzungsentgelte**
- **Verwendung von Lastprofilen für Kleinkunden**
- **Sicherstellung der Interoperabilität durch Kooperationsregeln der Übertragungsnetzbetreiber**

*Im Gasbereich ist ein **transaktionsunabhängiges, transparentes, netzübergreifendes und börsenfähiges Entry-/Exit Modell einzuführen, dass folgendes gewährleistet***

Der Zugang zu dem Marktplatz erfolgt durch den Erwerb von fester oder unterbrechbarer Kapazität für die Einspeisung beziehungsweise aus einer Regelzone, ohne Festlegung eines Transportpfades.

1. *Netznutzern wird ermöglicht, Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend nach näherer Bestimmung gemäß § 24 zu buchen, ohne dass Netzbetreiber die Ausübung dieses Rechts von einer zusätzlichen hydraulischen Prüfung abhängig machen.*
2. *Für eine Genehmigung zur Teilnetzbildungen sind die Netzbetreiber verpflichtet der Bundesregulierungsbehörde die Gründe für unüberbrückbare Engpässe bzw. die Planungen für deren Beseitigung vorzulegen.*
6. *Kapazitätsrechte können frei und netzübergreifend innerhalb des genehmigten Teilnetzes gehandelt werden. Kostenwälzung für die Ausspeisung innerhalb eines genehmigten Teilnetzes*
7. *transaktionsunabhängige Netznutzungsentgelte*
8. *Verwendung von Lastprofilen für Kleinkunden*
9. *zentrale Beschaffung von Systemdienstleistungen durch eine Koordinierungsstelle des Teilnetzes*

4 Befugnisse der REGTP

Der Gesetzesentwurf orientiert sich überwiegend am Konzept der "normierenden Regulierung", das der Regulierungsbehörde kaum ex-ante Kompetenzen zubilligt. Dieser starre Rahmen der Verordnungen verhindert ein zeitnahes Umsetzen neuer Marktentwicklungen in Regulierungsmethoden. Wesentlich flexibler kann eine "lernende Regulierung" agieren. Die Dynamik des Marktes kann direkt bei ex-ante Festlegung und Weiterentwick-

lung der Regulierungsmethoden einfließen.

Der bne spricht sich ausdrücklich für ein „lernendes System“ einer flexiblen Regulierung aus. Angesichts der vielen noch ungelösten Fragen, insbesondere auf den Märkten für Gas, ist es für eine funktionsfähige Regulierung essentiell, dass der Bundesregulierungsbehörde im Rahmen der Verordnungen hinreichende Kompetenzen zur Konkretisierung der Methoden zur Festlegung der Netzzugangsbedingungen übertragen werden. Dies schließt insbesondere die Weiterentwicklung des regulatorischen Instrumentariums und seine Anpassung im Licht der Regulierungserfahrungen ein.

Die Energierechtsreform soll starre, monopolistisch geprägte Marktstrukturen aufbrechen. Dazu ist eine schlagkräftige Regulierungsbehörde mit weit reichender Unabhängigkeit von Politik und Marktteilnehmern sowie ausreichenden Ressourcen erforderlich.

5 Messwesen

Der Markt für das Messwesen muss durch die Einführung des Rechtes für den Netznutzer, auch einen Dritten mit Messdienstleistungen zu beauftragen, liberalisiert werden. Es gibt keine Rechtfertigung, diesen Teilmarkt im natürlichen Monopolbereich und damit in der Verantwortung des Netzbetreibers zu belassen. Durch einen effektiven Anbieterwettbewerb sind hier erhebliche Effizienzgewinne zu erwarten. Die in der Netzzugangsverordnung Strom angedachten Regelungen gehen in die richtige Richtung, sind aber nicht ausreichend. Folgende Regelung ist im Gesetz zu verankern:

§ 21a Zählung und Messung

Die Messung und Zählung ist Aufgabe des Betreibers des Energieversorgungsnetzes. Auf Verlangen des Netznutzers kann dieser Messung und Zählung selbst oder durch Dritte erledigen.

6 Anschlusspflicht

Die Stromnetze werden für die Kunden gebaut und von diesen bezahlt. Deshalb müssen Stromnetze der allgemeinen Versorgung für Neuanschlüsse zugänglich sein. Den Betreibern neuer Kraftwerke wie denen von Werksnetzen muss im Rahmen der technischen Möglichkeiten die Wahlfreiheit der Anschlussbedingungen (Spannungsebene etc.) überlassen bleiben.

§ 17 (1) Netzanschluss ist folgendermaßen zu ergänzen

„Dabei kann der den Netzanschluss Begehrende die Spannungs- oder Druckebene für den Netzanschluss bestimmen.“

Block 2 Themenschwerpunkt Strom

7 Regelennergie

Auf dem Markt für Regelennergie in Deutschland werden jährlich ca. 1 Mrd. € umgesetzt. Ein Großteil der Kosten für Regelennergie wird als sogenannte Systemdienstleistungen über die Netznutzungsentgelte an die Kunden weitergewälzt. Die Regelenenergiemarkt, der in vier unabhängige Regelzonen eingeteilt ist, wird von den Verbundunternehmen Eon, RWE, Vattenfall Europe und EnBW dominiert, die auf der einen Seite als Nachfrager nach Regelennergie die Höchstspannungsnetze betreiben und auf der anderen Seite als Anbieter von Regelennergie ca. 90% der inländischen Erzeugungskapazitäten kontrollieren.

Die Schaffung einer bundesweit einheitlichen Regelzone ist technisch kein Problem, bringt wirtschaftlich erhebliche Synergiepotentiale mit sich. Untersuchungen des bne haben ergeben, dass durch die Schaffung einer einheitlichen Regelzone der Regelenenergiebedarf deutlich reduziert werden könnte, da sich bei einer größeren Regelzone Lastschwankungen in der Tendenz ausgleichen. Insgesamt könnten durch die Schaffung einer einheitlichen Regelzone Einsparpotenziale von 40 % oder 400 Mio. €/a realisiert werden. Die Schaffung einer einheitlichen Regelzone wird im Gesetz nicht thematisiert. Die in § 22 vorgeschlagenen Regelungen über eine gemeinsame Plattform der Verbundunternehmen zu Beschaffung von Regelennergie sind zumindest ein Schritt in die richtige Richtung. Allerdings ist es nicht ausreichend, lediglich eine Anzeigepflicht für die gemeinsame Plattform vorzusehen. Eine Genehmigungspflicht durch die Regulierungsbehörde ist zwingend notwendig. § 22 (2) ist wie folgt zu verändern:

Die Einrichtung einer Plattform unterliegt der Genehmigung der Regulierungsbehörde.

8 Entgelt für dezentrale Einspeisung

Grundsätzlich werden die Kosten für die Netze über den so genannten Punkttarif berechnet. Mit der Stromentnahme zahlt jeder Verbraucher Entgelte für die Netznutzung an den örtlichen Verteilnetzbetreiber. Darin sind die Entgelte aller Spannungsebenen – von der Höchstspannung bis zur Ausspeisung zusammengefasst. Vom Verteilnetzbetreiber werden diese Entgelte anteilig auf die Betreiber der einzelnen Netzebenen und der Umspannung aufgeteilt. Auf diese Weise kommt ein Tarif für die Nutzung des gesamten Systems Stromnetz zur Anwendung, auf den der tatsächliche Stromfluss keine Auswirkungen hat. Dezentrale Einspeisungen entlasten somit die vorgelagerten Netze ohne die Einnahmen der Netznutzungsentgelte, die durch die Ausspeisung berechnet werden, zu beeinflussen.

Eine vollständige Ausschüttung der vermiedenen NNE an die dezentralen Einspeiser ist keine Subventionierung von dezentralen Kraftwerken. Es ist vielmehr die verursachergerechte Verwendung der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Eine vollständige Ausschüttung der vermiedenen NNE führt zu keinen Erhöhungen der Netznutzungsentgelte, da diese Elemente in den heutigen Kalkulationen schon eingepreist sind.

Die dezentrale Einspeisungen in die Verteilnetze wirken sich zudem positiv auf die Netz- und Versorgungsstruktur aus:

- Die Versorgungssicherheit wird erhöht, weil die vorgelagerten Netzebenen geringer beansprucht werden. Ein Ausfall dieser Netze beeinträchtigt die Versorgung entsprechend weniger.
- Dezentrale Einspeisung erfolgt generell aus kleineren Kraftwerkseinheiten. Wird die absolute Leistung des größten einspeisenden Kraftwerks verringert, können auch die Reservekapazitäten für den möglichen Ausfall des größten Kraftwerkes reduziert werden.
- Kosten in den vorgelagerten Netzen werden durch geringere Beanspruchung vermieden. Ein Ausbau dieser Netze wird verzögert oder gar unnötig.

- Verluste bei der Stromübertragung werden vermindert und damit auch die Kosten.
- Dezentrale Erzeugung ist grundsätzlich effizienter und ökologischer, da bei dezentralen fossilen Kraftwerken im Gegensatz zur zentralen thermischen Stromerzeugung häufiger eine Wärmenutzung integriert ist.
- Der Wettbewerb auf dem Stromerzeugungsmarkt wird verstärkt. Kleine Kraftwerke werden bei diskriminierungsfreiem Wettbewerb konkurrenzfähig. Die Marktpreise für Strom sinken.

Die Vergütung vermiedener Netznutzungsentgelte ist nicht nur in den Verordnungen, sondern auch im Gesetz zu verankern. **§ 21 (5) ist wie folgt zu fassen:**

Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzen. Netzbetreiber sind den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen gleichzustellen, sofern sie in ein vorgelagertes Netz einspeisen und dort Netznutzungsentgelte in weiter vorgelagerten Netzen vermeiden. Maßgeblich ist die physikalische Entlastung der betroffenen Netze.

Block 3: Themenschwerpunkt Gas

Der Entwurf des Energiewirtschaftsgesetzes enthält fast keine Detailregelungen zum Gasmarkt. Vielmehr wird auf eine Reihe von Verordnungen verwiesen, die noch nicht oder nur in Entwurfsversionen vorliegen.

9 Netzzugangsverordnung Gas

Der bne begrüßt die in der Netzzugangsverordnung Gas geplante Einführung eines Entry-/Exit-Modells für den Gasnetzzugang. Entry-/Exit-Modelle entwickeln sich immer mehr zum internationalen Standard und entsprechen den Forderungen des Madrid-Forums. Die Einführung eines geeigneten Zugangsmodells ist der erste Schritt zu einem funktionierenden wettbewerblich organisierten Gasmarkt. Zum Erreichen liquiden Wettbewerbsmarktes bedarf es jedoch noch einiger wesentlicher Ergänzungen:

Die Funktionsfähigkeit des gesamten Netzzugangssystems in Deutschland steht und fällt mit der Anzahl der Bilanzzonen bzw. Teilnetze. Diese Bilanzzonen müssen eigentumsübergreifend inklusive der nachgelagerten Druckstufen sein, wenn dies Modell zu wesentlichen wettbewerblichen Verbesserungen beitragen soll. Derzeit gestattet die Verordnung den Netzbetreibern, über 730 Zonen - die den heutigen Gebieten der Netzbetreiber entsprechen - zu errichten. Die Zahl der Zonen sollte daher von Beginn an auf eine geringe zweistellige Anzahl begrenzt und später weiter reduziert werden. Außerdem sind die Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber insbesondere bei der netzübergreifenden Kapazitätsermittlung und Kapazitätsbereitstellung zu erweitern und zu präzisieren. Der Transportkunde sollte für die Abwicklung einer Lieferung grundsätzlich nur zwei Partner auf der Netzbetreiberseite ansprechen müssen - nämlich an der Einspeise- und an der Ausspeisestelle zum Endkunden. Das System sollte so gestaltet werden, dass der Transportkunde mit der Zahlung seines Entry-Entgelts Zugang zum gesamten deutschen Erdgasnetz erhält.

Mögliche Engpässe an Grenzen von Bilanzzonen können und müssen durch Kooperation der Netzbetreiber minimiert werden. Die an den Koppelstellen anfallenden Entgelte sollten durch Entgeltwälzung dem Ausspeisentgelt beim Endkunden zugerechnet werden, wie dies erfolgreich seit Jahren im Strombereich praktiziert wird.

Die im Referentenentwurf zur Netzzugangsverordnung Gas vorgesehene Aufforderung an die Netzbetreiber, bei einem nicht ausreichenden Maß frei zuzuordnender Kapazität Managementmaßnahmen zur Erhöhung dieser Kapazität zu ergreifen - und hier zuerst vertragliche Vereinbarungen über bestimmte zugesicherte Mindestlastflüsse zu prüfen, (BEB praktiziert das bereits) - ist sehr zu begrüßen. Hier liegt die Schlüsselstelle des gesamten Netzzugangsmodells. Als Ultima Ratio ist die Bildung von Teilnetzen vorgesehen. Die Entscheidungen über diese Managementmaßnahmen und deren Ausgestaltung sollen jedoch - laut VO-Entwurf - allein den Netzbetreibern überlassen bleiben, ohne entscheidende Einflussmöglichkeiten des Regulators. Das ist abzulehnen. Gerade an dieser für die Einführung von tatsächlichem Wettbewerb auf dem Gasmarkt entscheidenden Schlüsselstelle des Netzzugangsmodells muss dem Regulator ein größerer Gestaltungsspielraum eröffnet werden.

1. Die Teilnetzbildung nach § 5 (5) NZVO Gas muss begrenzt werden. Nur begründete und genehmigte Ausnahmen dürfen zur Teilnetzbildung führen. Andernfalls bedeutet das neue Modell bei einer großen Anzahl von Teilnetzen keinen realen Vorteil gegenüber dem bisherigen Kontraktpfaden. Eine Börsenfähigkeit würde beispielsweise ausgeschlossen.
2. Die Pflichten der Netzbetreiber sind an die der Netzzugangsverordnung Strom anzupassen (§ 24). Es ist nicht ersichtlich, warum die Rahmenbedingungen für den Gas-Massenmarkt der Haushaltskunden weniger detailliert und mit weniger Befugnissen für die Regulierungsbehörde geregelt werden sollen als im Stromsektor.
3. Kapazitätszuteilungen müssen zumindest in Zweifelsfällen gegenüber dem Regulierer begründet werden. Eine mögliche Bevorzugung des integrierten Handelsunternehmens wie in § 8 (3) muss konsequent ausgeschlossen werden.
4. Aufgrund der bisher fehlenden Erfahrung mit einem deutschen Entry/Exit-System sollte die Gültigkeit der Zugangsverordnung auf z.B. 2 Jahre begrenzt werden. Nur ein „Verfallsdatum“ garantiert die Einarbeitung und Umsetzung der gewonnenen Erkenntnisse für einen optimierten Netzzugang auf dem Gasmarkt.

10 Gasspeicher

Um den wirtschaftlich optimalen und damit gleichmäßigen Bezug und die zumeist ungleichmäßige Ausspeisung in Einklang zu bringen, ist eine Speicherung von Gas nötig. Kurzfristige Gasspeicherung erfolgt zuerst innerhalb der Gasnetze. Variable Drücke puffern die Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung ab. Darüber hinaus sind für Lastspitzen und saisonale Schwankungen großräumige Speicher notwendig.

Der flexible aber begrenzte Netzspeicher wird vom Netzbetreiber allen Transportkunden im Rahmen festgelegter Standards des Basisbilanzausgleiches angeboten. Die weitere Möglichkeit zur Vergleichmäßigung des Bezugs besteht im diskriminierungsfreien Zugang zu den

unterirdischen Speichern, (Kavernen- und Porenspeicher) zwecks Zwischenlagerung.

Alleine auf der Importstufe (Ferngasebene) sind in Deutschland solche Speicherkapazitäten von mehr als einem Viertel des jährlichen Erdgasverbrauchs vorhanden. Hinzu kommen noch Speicher in regionalen und lokalen Verteilnetzen. In Summe sind damit weit größere Kapazitäten vorhanden, als für eine Absicherung der Lastspitzen, der jahreszeitlichen Schwankungen und für eine lenkungsfähige Reserve benötigt werden.

Grundsätzlich sind also Voraussetzungen vorhanden, unter denen sich Wettbewerb für Speicherdienstleistungen entwickeln könnte, wenn die effiziente Bereitstellung von Speicherleistungen nicht an ein regional begrenztes Gebiet gebunden wäre. Trotz ausreichender Existenz von Kapazitäten sind diese kaum dem Markt zugänglich und die geforderten Preise für die Speicherleistung insgesamt prohibitiv geblieben. – Beispiel Ruhrgasnetz, in dem die tatsächliche Nähe zum Speicher keine Rolle spielt, dafür aber weit über 90% der Speicherkapazitäten längerfristig durch den eigenen Gashandel belegt sind.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass aus Sicht des bne der verhandelte Speicherzugang derzeit nicht praktikierbar ist. Die Etablierung eines funktionierenden Netzzugangs mittels Entry/Exit-Systemes ist eine Voraussetzung für einen diskriminierungsfreien Speicherzugang. Aufgrund der sehr geringen Konkurrenz der Speicher untereinander, kann hier kein Wettbewerb entstehen, so dass sich umgekehrt - mit Entry-/Exit-System ohne flexiblen und diskriminierungsfreien Speicherzugang - kein dauerhafter und diskriminierungsfreier Wettbewerb auf dem Gasmarkt entwickeln wird.

Das Ziel eines funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Erdgasbinnenmarktes kann derzeit nur durch die Regulierung des Speicherzugangs und der Tarife erreicht werden. Transparenz hierzu ist der erste Schritt. Eine einheitliche und zentrale Übersicht der Speicher mit nutzbaren und freien Kapazitäten sowie den Zugangsbedingungen macht Vergleiche erst möglich.

Bis zur Feststellung eines funktionierenden Speichermarktes sollte eine Regulierung des Zuganges und der

Netzung der Gasspeicher in Analogie zum Netzzugang erfolgen. Durch Änderung der Begriffe „Gasnetzbetreiber“ in „Gasinfrastrukturbetreiber“ und „Gasnetz“ in „Gasinfrastruktur“ in der Verordnung kann der Regulierer

- die Zuteilung,
- den Handel,
- die Reduzierung und
- die Freigabe ungenutzter Kapazitäten,
- die Normierungen,
- die Systemdienstleistungen,
- die bestehende Verträge und
- das Engpassmanagement

des Speicherzuganges dem Markt diskriminierungsfrei zugänglich machen.

Neben einer notwendigen regulierten Entgeltfindung in der Gasentgeltverordnung sollten auch hier mittelfristig Anreizmechanismen zur effizienten Leistungsbereitstellung angewendet werden.

§ 26 EnWG ist wie folgt zu fassen:

"Der Zugang zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen erfolgt abweichend von §§ 20 bis 24 auf vertraglicher Grundlage nach Maßgabe von § 27. Der Zugang zu Speicheranlagen erfolgt abweichend von § 20 auf vertraglicher Grundlage nach Maßgabe von § 28, wenn die Bundesregulierungsbehörde nach öffentlicher Anhörung feststellt, dass für das Angebot von Speicherkapazität und -dienstleistungen ein funktionsfähiger Markt entstanden ist, auf dem wirksamer Wettbewerb herrscht. Die Parteien sind verpflichtet, den Zugang nach den Sätzen 1 und 2 nach dem Grundsatz von Treu und Glauben zu vereinbaren."

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1517

24. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK)

I. Einleitung

Die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in Deutschland, mit der ein aus Brüssel geforderter Systemwechsel hin zum regulierten Netzzugang umgesetzt werden muss, trifft in eine Zeit, in der der deutsche Energiemarkt tatsächlich als ein Problemfall für die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland betrachtet werden muss. Wettbewerbsprobleme, die sich etwa laut Monopolkommission „aus dem Zusammenwirken der natürlichen Monopole auf der Netzebene mit der vertikalen Integration und der horizontalen Marktmacht der vier großen Verbundunternehmen“¹ ergeben, führen derzeit zu einer Situation, in der die Verbraucher in Deutschland einen bei weitem höheren Preis für seine Energieversorgung zu zahlen haben als in fast allen anderen EU-Staaten.

¹ 15. Hauptgutachten der Monopolkommission, Juli 2004

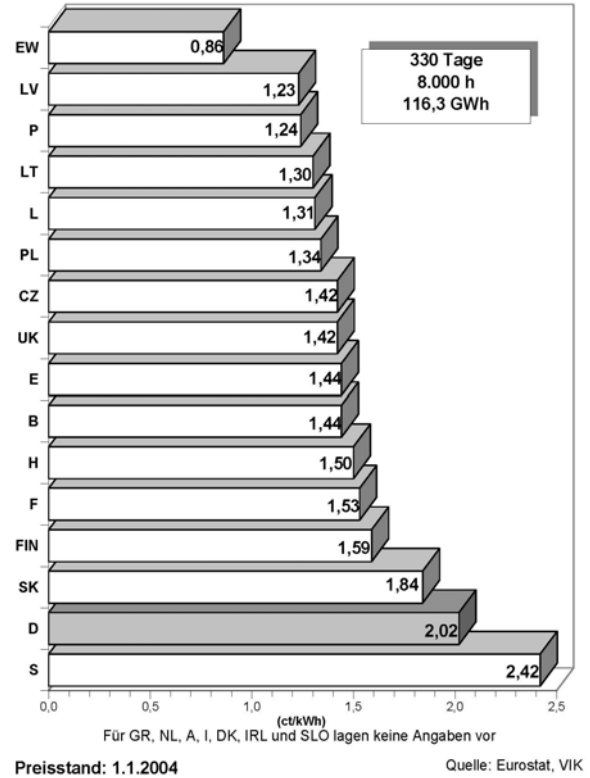
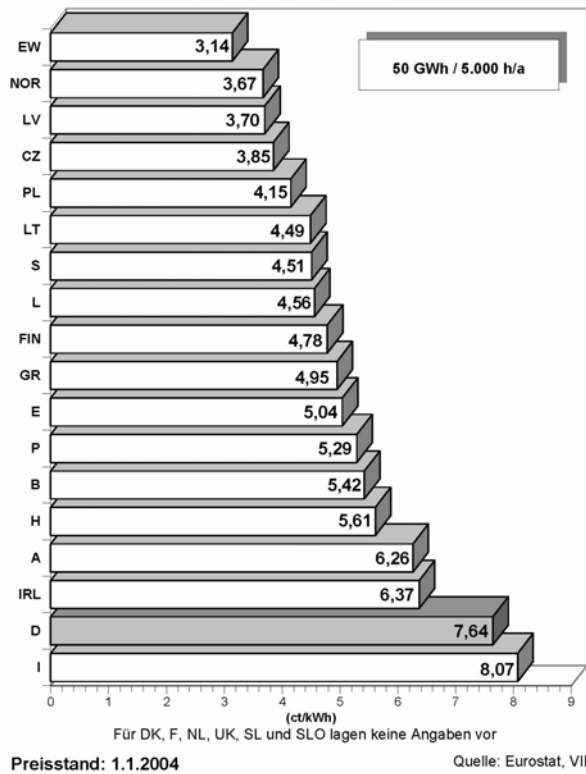


Abb. 1: EU-Industrie-Strompreisvergleich (Strompreis incl. staatlichen Steuern und Abgaben mit Ausnahme der gesetzlichen Mehrwertsteuer)

Abb. 2: EU-Industrie-Erdgaspreisvergleich (Erdgaspreis incl. staatlichen Steuern und Abgaben mit Ausnahme der gesetzlichen Mehrwertsteuer)

Für die deutsche Industrie, speziell die energieintensiven Branchen, bilden auch nach intensiven Effizienzsteigerungsprogrammen Energiekosten einen sehr wesentlichen Anteil an der Kostenstruktur vieler Produktionsprozesse.

So liegt allein der Stromkostenanteil an den Herstellungskosten für Aluminium bei 46,2 Prozent, für Chlor bei 40 Prozent². In der chemischen Industrie liegt der Anteil der gesamten Energiekosten an den Fertigungskosten für verschiedene Produkte bei bis zu 57 Prozent (s. Abb. 3)³.

Abb. 3

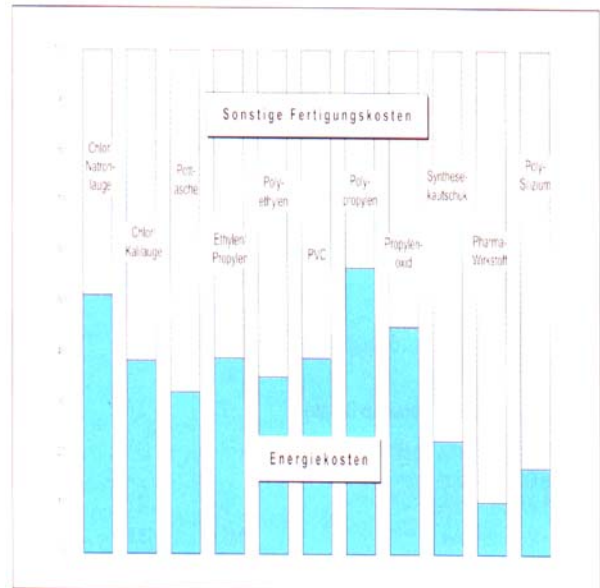


Bild 1 Anteil der Energiekosten an den Fertigungskosten

² „Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG)“, Gutachten im Auftrag des BMWA, ewi, IE, RWI

³ Karl Heinrich Maier, Günter Thomas: Energie-, Fertigungs- und Herstellkosten wichtiger Chemieprodukte, VIK-Mitteilungen 1-1998.

Das Energiepreinsniveau in Deutschland bringt auf dieser Grundlage speziell die energieintensiven Branchen in einen direkten erheblichen Wettbewerbsnachteil gegenüber ausländischen Konkurrenten, was die folgende Abbildung für die Aluminiumproduktion zeigt: Der Kosten bedingte Wettbewerbsnachteil von ca. 4,7 Prozent gegenüber der Weltkonkurrenz ist vor allem auf den erheblich höheren Stromkostenanteil in Deutschland zurückzuführen.

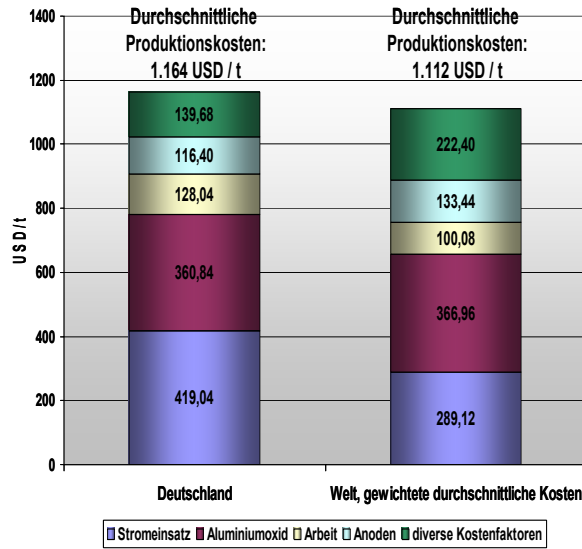


Abb. 4: Betriebskostenstruktur der Primäraluminiumproduktion (Quelle: ewi Köln)

Die Struktur der deutschen Energiemärkte hat in den vergangenen Jahren dazu geführt, dass im Strombereich jegliche Liberalisierungserfolge in Form eines niedrigeren Preisniveaus aus der Anfangszeit der Liberalisierung heute wieder vollkommen zurückgenommen sind. Zwar haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen intensive Kostensenkungsprogramme durchgeführt. Deren Resultate werden heute aber nicht an den Verbraucher weitergegeben. Sowohl die Netzentgelte als auch die Strompreise zeigen vielmehr eine weiterhin steigende Tendenz.

Im Gasbereich hingegen sind bis heute keine Liberalisierungserfolge erkennbar. Wie der Monitoringbericht des BMWA vom August 2003 zutreffend festgestellt hat, hat sich hier keine wettbewerbsgemäße Marktorganisation durchsetzen können.

Für viele industrielle Verbraucher liegt etwa der Strompreis heute schon wieder über dem Vorliberalisierungsniveau. Das gilt, wie die folgenden Abbildungen zeigen, sowohl für verschiedene Branchen als auch für verschiedene Abnahmemengen. Die staatlichen Abgaben sind während dieser Zeit als zusätzliche erhebliche Preiskomponente noch hinzugekommen.

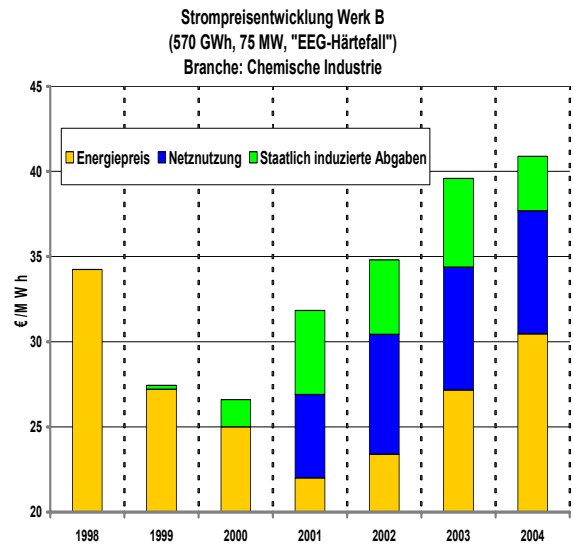


Abb. 5: Strompreisentwicklung eines Chemieunternehmens, 1998 - 2004

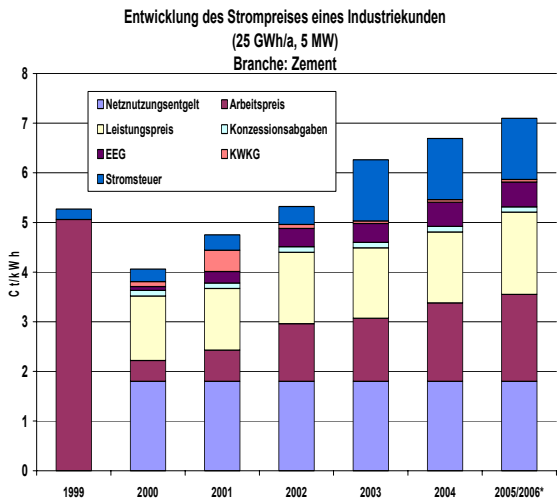


Abb. 6: Strompreisentwicklung eines Unternehmens der Zementindustrie, 1999 - 2006

Energieintensive Branchen in Deutschland erbringen einen erheblichen Beitrag zum ökonomischen und sozialen Wohlstand des Landes. Sie sichern rund 660.000 Arbeitsplätze direkt. In den verbundenen Dienstleistungs- und Zulieferbereichen kommen noch erheblich mehr hinzu. Das derzeitige Preisniveau in den deutschen Energiemärkten stellt die weitere Zukunft dieser Arbeitsplätze in Deutschland erheblich in Frage, während die Energieversorgungsunternehmen immer auskömmlichere Renditen erwirtschaften können.

Die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes muss deshalb dringend dafür genutzt werden, wirklich zu einem funktionierenden Wettbewerb mit einem resultierenden wettbewerbsgemäßen Preisniveau zu kommen. Diese Chance darf im Sinne einer wirklichen Stärkung

des Wirtschaftsstandorts Deutschlands nun nicht durch eine Zementierung des Status quo und durch zu wenig Mut für innovative Lösungen vertan werden.

II. Zusammenfassung

Für die Netznutzer ergeben sich bei der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes die folgenden Hauptforderungen, damit die Energieversorgung die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland verstärkt und nicht schwächt

1. Unabhängige und starke Regulierungsbehörde notwendig

Die Novelle des EnWG mit seinen nachgelagerten Verordnungen darf derzeit noch nicht zu einem in allen Details geregelten Korsett für die Regulierung führen. Die bestehenden zahlreichen wichtigen „Baustellen“ der Energiemarktregulierung (z.B. Entwicklung eines Vergleichsmarktkonzepts, eines Anreizregulierungssystems, eines Entry-Exit-Modells für den Gasmarkt) müssen als solche erkannt und als gesetzlicher Auftrag der Weiterentwicklung durch eine starke und unabhängige Regulierungsbehörde übertragen werden (lernende Regulierung).

2. Wirksame Regulierungsinstrumente schaffen

Die Regulierungsbehörde muss solche Instrumente in die Hand bekommen, die dem Ziel des Gesetzes – die Entwicklung eines funktionsfähigen Wettbewerbs – entsprechen. Eine reine Kostenorientierung bei der Entgeltregulierung kann dies nicht schaffen. Auf diese Weise würde das bestehende Entgeltniveau nur bestätigt. Vergleichsmarktkonzept und Anreizregulierung müssen als effiziente Regulierungsinstrumente sehr schnell entwickelt und als Basis für die Regulierung der Entgelte genutzt werden. Nur so kann der Wettbewerbs- und Effizienzgedanke für die Betriebsführung der Netzbetreiber wirklich zum Maßstab werden.

3. Kalkulation der Netznutzungsentgelte mit dem Ziel eines wettbewerbsgemäßen Entgeltlevels: keine Nettosubstanzerhaltung, sondern Realkapitalerhaltung

Statt des vergangenheitsorientierten, strukturkonservierenden und zudem aus der Erfahrung mit der Anwendung der BTOElT negativ besetzten Kostenbegriffs der „elektrizitätswirtschaftlich bzw. gaswirtschaftlich rationalen Betriebsführung“ sollte im neuen Regulierungssystem der langfristige und vorausschauende Begriff der „effizienten Leistungsbereitstellung“ verwendet werden.

Gegenüber der von der Bundesregierung und den Netzbetreibern bisher favorisierten Nettosubstanzerhaltung ist die Methode der Realkapitalerhaltung aus regulatorischer und wettbewerbspolitischer Sicht überlegen. Beide Methoden können den Unternehmenserhalt auch im Falle von Inflation gewährleisten. Das Konzept der Realkapitalerhaltung ist jedoch transparenter und damit für Dritte, insbesondere die Regulierungsbehörde, einfacher nachzuvollziehen und zu prüfen. Durch ihre mangelnde Transparenz verschafft die Nettosubstanzerhaltung den Unternehmen die durch die Regulierungsbehörde praktisch nicht zu verhindernde Möglichkeit, versteckte Gewinne durch die Nutzung von Tagesneuwerten (inkl.

von deren Zinseszinsseffekten) zu erzielen. Dadurch führt die Nettosubstanzerhaltung in der Praxis in der Regel zu höheren Netznutzungspreisen als (nach Realkapitalerhaltung) eigentlich nötig sind. Nur so ist das Beharren der Netzbetreiber auf dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung zu verstehen.

4. Für die Ex ante-Genehmigung der Entgelte

Die Ex ante-Genehmigung der Entgelte hat gegenüber der nachträglichen Missbrauchskontrolle wesentliche Vorteile (u.a. verfahrensrechtliche Stärkung, Mitwirkungsinteresse der Netzbetreiber). Aber nur zusammen mit den richtigen und wirksamen Regulierungsinstrumenten kann die Ex ante-Entgeltregulierung ein wettbewerbsgemäßes Entgeltniveau erbringen. Eine rein auf Kostenorientierung basierende Genehmigung – wie die derzeitige Preisaufsicht der Länder – würde den bestehenden Status quo zementieren.

5. Genehmigung von Netzentgelterhöhungen in der Übergangsphase

Bis zum Inkrafttreten der Anreizregulierung sollten Netzentgelterhöhungen in jedem Fall einem Genehmigungsvorbehalt der Regulierungsbehörde unterliegen. Die in der Gegenäußerung der Bundesregierung zur Bundesrats-Stellungnahme niedergelegte entsprechende Absicht ist begrüßenswert. Allerdings macht die Bundesregierung keine Aussagen darüber, nach welchen Kriterien diese Genehmigung erfolgen soll. Eine alleinige Kostenorientierung wäre unzureichend, da damit die Gefahr amtlich zugelassener überhöhter Preise heraufbeschworen würde, die dann in der Folgezeit als überhöhter Ausgangswert für die Anreizregulierung gelten würden. Daher ist eine Genehmigung von Netzentgelterhöhungen in der Übergangsphase unter den Vorbehalt einer nachträglichen Überprüfung anhand der Mechanismen von Vergleichsmarktkonzept und Anreizregulierung zu stellen.

6. Sofortige Erarbeitung eines Anreizregulierungskonzepts

Ein Zeithorizont von 2 Jahren, insbesondere erst nach Inkrafttreten des EnWG, für die Erarbeitung eines Anreizregulierungsmechanismus ist zu lang. Daher sollte sofort mit entsprechenden Vorarbeiten begonnen und in einem wesentlich kürzeren Zeitraum von z.B. weniger als 12 Monaten abgeschlossen werden. Dies kann unter Einsatz der bisher bei der Regulierungsbehörde zur Verfügung stehenden Ressourcen geschehen, wobei alle Marktseiten beteiligt werden und somit vorhandenes Know-how genutzt werden kann. VIK bietet an, in diesem Rahmen mitzuarbeiten. Hierzu können auch Erfahrungen aus dem Ausland nutzbar gemacht werden.

7. Mehr Wettbewerb bei Regelenergie

Eine Erhöhung der Liquidität des Regelenergiemarktes ist unbedingt notwendig, um der Beherrschung des Marktes durch die mit den Übertragungsnetzbetreibern verbundenen Kraftwerksgesellschaften entgegenwirken zu können. Hierzu muss Wettbewerb zwischen den dominierenden Regelleistungsanbietern herbeigeführt werden, d.h. alle Regelenergieprodukte müssen im Rahmen eines gemeinsamen, regelzonenübergreifenden Ausschreibungsverfahrens beschafft

werden. Darüber hinaus ist die Teilnahme für kleine und industrielle Anbieter zu ermöglichen.

8. Mehr Transparenz beim Stromhandel

Ein funktionierender Stromgroßhandel setzt eine symmetrische Informationsverteilung bei allen Marktteilnehmern voraus. Der Elektrizitätsmarkt ist aber durch ein großes Maß an Marktmacht (enges Oligopol) und zudem durch ein hohes Maß an horizontaler und vertikaler Integration geprägt. Eine erheblich stärkere Transparenz über netz- und handelsrelevante Daten ist daher notwendig, um die Informationsvorsprünge der integrierten Unternehmen einzudämmen und dadurch Vertrauen in den Markt zu schaffen.

Die besorgniserregende Preisentwicklung auf dem Stromgroßhandelsmarkt der vergangenen zwei Jahre - Preisanstieg um 41 % - wird sich durch die Netzregulierung zumindest kurzfristig nicht stoppen lassen. Aus diesem Grund ist eine strenge finanzrechtliche (u. a. Insider-Problematik) sowie kartellrechtliche Aufsicht über den Stromgroßhandel von erheblicher Bedeutung.

9. Werksnetze und industrielle Arealnetze ausklammern

Der Entwurf des EnWG erkennt zu Recht an, dass Werksnetze "aufgrund einer wirtschaftlich und arbeitsmarktpolitisch positiv zu bewertenden Entwicklung der Standorte" (vgl. Begründung zu § 110) eine andere Bedeutung als Netze der allgemeinen Versorgung haben und daher auch anders zu behandeln sind. Diese Beurteilung gilt in gleichem Maße auch für industrielle Arealnetze. Folgerichtig müssen die Vorschriften des EnWG entsprechend präzisiert werden.

10. Für ein eigentumsübergreifendes Entry-/Exit-Modell beim Gas

Um endlich eine wettbewerbliche Entwicklung im Gasmarkt zu initiieren, sind die folgenden Charakteristiken eines eigentumsübergreifenden Entry-/Exit-Modells (vgl. BEB) festzuschreiben:

- eine möglichst geringe Anzahl von Regelzonen bereits zu Beginn mit dem mittelfristigen Ziel eines einheitlichen Marktgebietes in Deutschland
- netzeigentumsübergreifende Kooperationsverpflichtungen
- nur zwei Ansprechpartner für jeden Netzkunden (am Einspeise- und am Ausspeisepunkt zum Endkunden)
- eine möglichst umfangreiche Ausweisung flexibel nutzbarer Kapazitäten mit Hilfe des Instruments der Ausgleichskapazität, d. h. der Verpflichtung der Netzbetreiber, sich ggf. von Kunden bestimmte Mindestlastflüsse vertraglich in ihrem Netz zusichern zu lassen, um die Ausweisbarkeit frei zuzuordnender Kapazitäten zu erhöhen

11. Vorgaben für Strukturierung und diskriminierungsfreien Speicherzugang notwendig

Für einen funktionierenden Gasmarkt sind explizite Vorgaben klarer Regeln für die Gestaltung der Strukturierung sowie für einen wirkungsvollen und hinreichend bemessenen Bilanzausgleich notwendig. Dar-

über hinaus kommt der deutsche Gasmarkt angesichts fehlenden Speicher-Wettbewerbs nicht ohne klare Regulierungsvorgaben für einen diskriminierungsfreien Speicherzugang aus.

12. „Rucksackprinzip“ durchgängig anwenden

Die durchgängige Anwendung des „Rucksackprinzips“ zur Mitnahme der Kapazität durch einen Kunden im Falle des Versorgerwechsels, und zwar vom Anschlusspunkt des Kunden bis zum Grenzübergangspunkt (ohne eine fiktiven Transportpfad vorzugeben), ist eine unverzichtbare Voraussetzung für einen reibungslosen Anbieterwechsel und damit für funktionierenden Wettbewerb im deutschen Gasmarkt.

13. Zweistufigkeit der Gaswirtschaft beibehalten

Um einerseits eine höhere Transparenz des Marktes erreichen zu können und andererseits gesonderte, relativ hohe Netzzugangsentgelte in der ehemaligen regionalen Fernversorgung zu vermeiden (keine verdeckte Weiterfinanzierung von „stranded investments“), muss die in der VV Erdgas II bereits festgelegte Zweistufigkeit (Ferngas-/Verteilungsstufe) der Gaswirtschaft beibehalten werden.

III. Stellungnahme im Detail

Zu den Fragekomplexen der Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes macht VIK die folgenden Ausführungen im Detail:

Allgemeine Themen

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

- Regeln und Leitlinien für eine Regulierung der Energienetze müssen einheitlich für den gesamten nationalen Markt gelten. Sie sind deshalb durch das Energiewirtschaftsgesetz und die nachgeordneten Verordnungen sowie durch die Bundesregulierungsbehörde bundeseinheitlich zu setzen.
- Im Sinne einer kleinen und schlanken Regulierungsbehörde können die Länderbehörden durchaus die vorhandenen Strukturen und Kompetenzen in den zukünftigen Regulierungsprozess mit einbringen, z.B. im Zusammenhang mit Aufsichts- und Genehmigungsaufgaben in Bezug auf lokal, d. h. auf das Gebiet eines Bundeslandes beschränkt operierende Netzbetreiber. Allerdings müssen sie sich dabei an die verbindlichen und einheitlichen Vorgaben der Bundesregulierungsbehörde halten. Der Ermessensspielraum muss entsprechend gering gehalten sein (abgeleitete Kompetenz).

2. Name der Behörde

--/--

3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit

- Entsprechend den Vorgaben der EU-Beschleunigungsrichtlinien muss die Regulierungsbehörde von den Interessen der Energiewirtschaft vollkommen unabhängig sein.
- Darüber hinaus ist eine weitgehende Unabhängigkeit von der Politik im Sinne einer über Legislaturperioden hinwegreichenden Zielsetzung und –

verfolgung anzustreben. Sie soll als selbständige Bundesoberbehörde ihre Tätigkeit ausüben.

- Eine Rechts- und Fachaufsicht sollte allein durch das BMWA erfolgen. Transparenz über mögliche Weisungen durch das BMWA an die Regulierungsbehörde ist nach § 61 EnWG-E sichergestellt.

4. Ex ante-/Ex post-Aufsicht

- Angesichts der gegenwärtig in der Entgeltfindung ausgeübten Marktmacht der Netzbetreiber erscheint eine starke Position der Bundesregulierungsbehörde bei der Entgeltregulierung als unabdingbar, damit die Netzentgelte vom heutigen Monopolniveau tatsächlich auf ein wettbewerbsgemäßes Niveau gesenkt werden können.
- Ex ante festgelegte Entgelte haben einen schnelleren und durchgreifenderen Einfluss auf den Markt als die Ex post-Aufsicht. Die Vorteile sind insbesondere die Folgenden:
 - Die Regulierungsbehörde wird verfahrensrechtlich gestärkt (Genehmigung statt reiner Kontrolle, Bringschuld der Netzbetreiber statt Holschuld der Behörde)
 - Die Beweis- und Initiativlast liegt klar beim Netzbetreiber.
 - Der Netzbetreiber hat ein hohes Mitwirkungsinteresse im Hinblick auf die schnelle und reibungslose Genehmigung der beantragten Entgelte.
- Eine Ex ante-Genehmigung der Entgelte ist aber nicht per se der Methodenregulierung überlegen. Entscheidend für die Qualität der Ex ante-Genehmigungen sind die Instrumente und Maßstäbe, die für die Genehmigung zur Anwendung kommen. Eine - wie heute bei der Länderpreisaufsicht praktizierte - rein an den Kosten orientierte Ex ante-Genehmigung der Entgelte – zumal basierend auf dem wenig auf Effizienz hinwirkenden Maßstab der „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ - würde das gegenwärtige Entgeltniveau jedenfalls nicht abschmelzen helfen, sondern würde es im Wesentlichen nur bestätigen. Das wäre kontraproduktiv.
- Eine Ex ante-Entgeltgenehmigung kann nur ein angemessenes Entgeltniveau erbringen, wenn als Korrektive zur Kostenorientierung schnell und effektiv das Vergleichsmarktkonzept und ein dynamisches Anreizregulierungssystem hinzugezogen werden. Erst auf Basis aller drei Bausteine zusammen ist eine fundierte Ex ante-Genehmigung möglich.
- Eine Ex ante-Genehmigung auf Basis der Kostenorientierung sowie eines – wie derzeit vorgesehen - nur unscharfen Vergleichsmarktkonzepts muss unbedingt vermieden werden. Denn es schafft Fakten (überhöhte Entgelte; einmal genehmigt, immer genehmigt), die später auch ein Anreizregulierungsmechanismus nicht mehr aus der Welt schaffen kann. Ein Ausweg wäre hier, in der Frühphase der Regulierung, d.h. bis ein Anreizregulierungssystem einsatzbereit ist, Genehmigungen nur vorläufig und unter Vorbehalt zu erteilen.

5. Vergleichsmarktkonzept

- Ein sinnvolles, bundesweit zu definierendes Vergleichsmarktkonzept muss als Korrektiv zur reinen Kostenorientierung bei der Beurteilung und

Genehmigung der Entgelte herangezogen werden, um über einen Als-ob-Wettbewerb der Netzbetreiber einen zumindest ersatzweisen wettbewerblichen Druck auf das Entgeltniveau zu erreichen.

- Es ist ein Instrument zur „Diagnose“ des Marktes bzw. des einzelnen Netzbetreibers, aus dem Entgeltsenkungsaufgaben als erste „Therapie“ zur wettbewerbsgemäßen Entwicklung der Netzentgelte durch die Regulierungsbehörde abgeleitet werden können. Dies ist angelegt in § 21 Abs. 4 EnWG-E. Allerdings würde die Orientierung am Durchschnitt vergleichbarer Betreiber angesichts der insgesamt unter Monopolbedingungen gebildeten Entgelte viel zu wenig Druck in Richtung auf ein Abschmelzen dieses Niveaus ausüben. Es muss sich nach dem Besten richten, dem einzelnen Benchmark. Denn wenn die Diagnose schon unscharf ist, kann die Therapie nicht wirksam sein.
- Die Ausgestaltung des Vergleichsmarktkonzepts ist eine der entscheidenden noch offenen „Baustellen“ des deutschen Elektrizitäts- und Gasmarktes. D.h. dessen Ausgestaltung sollte noch nicht abschließend im Gesetz bzw. den nachgeordneten Verordnungen in allen Details festgelegt werden, sondern der Entwicklung und Ausarbeitung durch die Regulierungsbehörde überlassen bleiben. Erst danach kann es in einer Verordnung normiert werden.
- VIK fordert für das Vergleichsmarktkonzept die auch z.B. in den Niederlanden, in Österreich und skandinavischen Ländern angewandte DEAMethode. VIK lehnt das Strukturklassenmodell der VV Strom II plus als zu grob und zu oberflächlich ab.

6. Ausgestaltung der Anreizregulierung

- Möglichst schnell muss zusätzlich zum Vergleichsmarktkonzept auch ein Anreizregulierungssystem als Grundlage für die eigentliche Entgeltregulierung (= Therapiephase) etabliert werden. Mit einem Vergleichsmarktkonzept kann die heute vorhandene starke Spreizung der Entgelthöhe vergleichbarer Netzbetreiber (mehr als 100 % bei Strom und bis zu 250 % bei Gas) nur abgebildet, aber noch nicht verändert werden. Die Spreizung und das insgesamt zu hohe Entgeltniveau können nur mit dem ergänzenden Instrument Anreizregulierung spürbar gesenkt werden.
- Da hierfür bisher kein fertiges Konzept für den deutschen Markt erarbeitet wurde, muss die Regulierungsbehörde im EnWG den klaren Auftrag erhalten, ein solches zeitnah auszuarbeiten, anzuwenden und weiterzuentwickeln. Das bloße Stichwort der „Berücksichtigung von Anreizen für eine kosteneffiziente Leistungserbringung“ im EnWG-E (§ 21 Abs. 2) ist demgegenüber nicht ausreichend, um eine schnelle, vor 2007 greifende Entwicklung und Einsetzung dieses Instruments sicherstellen zu können.
- Anreizregulierungssysteme haben sich in anderen EU-Mitgliedsländern bereits seit einiger Zeit bewährt. Diese Beispiele können bei der Entwicklung eines deutschen Modells aufgegriffen werden.
- Nach Vorstellung des VIK könnte das Anreizregulierungssystem auf spezifischen Umsatzobergren-

zen für Netzbetreiber aufbauen. Das bedeutete die Festlegung eines erlaubten Umsatzkorridors – auf Basis des Benchmark-Umsatzes - im Zeitablauf einer bestimmten Regulierungsperiode (z.B. über 5 Jahre). Ein solcher erlaubter Umsatz ermöglichte es solchen Netzbetreibern, deren Kosten unter dem zugelassenen Umsatz liegen, z.T. erhebliche Renditen, d.h. weit oberhalb der im zugelassenen Umsatz bereits eingerechneten Renditen, zu erwirtschaften. Andererseits werden solche Unternehmen, deren Kosten oberhalb des zugelassenen Umsatzes liegen, dazu angespornt, stärkere Anstrengungen zu mehr Effizienz zu ergreifen.

- Anreizregulierung muss als entscheidendes Instrument der Entgeltregulierung sowohl im Strom- als auch im Gasbereich eingeführt werden. Eine Ungleichbehandlung des Gasbereichs ist nicht akzeptabel.
- Mit der konzeptionellen Arbeit an einem Anreizregulierungssystem muss sofort begonnen werden, z. B. könnte unter der Moderation der RegTP (oder einer anderen Organisation oder Ministeriums) und unter der Mitarbeit beider Marktseiten die Arbeit heute bereits aufgenommen werden. VIK bietet hierzu seine Mitarbeit an. Ein Abwarten bis zum Inkrafttreten von EnWG und den Verordnungen ist nicht notwendig. Eine Orientierung an internationalen System und national erarbeiteten Konzepten ist möglich. Deshalb ist eine schnelle Umsetzung möglich. Eine Frist von weniger als 12 Monaten erscheint realistisch.

7. Garantie von Versorgungsqualität: Investitionen (Sicherstellung, dass notwendige Investitionen getätigt werden / ggf. Befristete Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung)

- Eine sichere und zuverlässige Lieferung von Energie ist für die Verbraucher eine ganz wesentliche Notwendigkeit. Dabei muss aber eine Kosten/ Nutzen-Betrachtung unter Abwägung der Interessen von Netzkunden und –betreibern helfen, ein angemessenes und anzustrebendes Maß an Versorgungssicherheit zu definieren.
- Derzeit bestehen keinerlei Transparenz und kein regelmäßiges Monitoring über den Grad der Versorgungssicherheit in Deutschland. § 51 EnWG-E schafft hier die Voraussetzungen, dieses Defizit aufzulösen.
- Darauf aufbauend müssen Minimal- und Maximalstandards für die Qualität und Sicherheit der Energieversorgung zur Sicherstellung des angemessenen Niveaus in die Regulierung einbezogen werden.
- Die Milliardenlücke zwischen tatsächlich getätigten Investitionen und den Abschreibungen, wie sie den Netzbetreibern über die Netzentgelte vergütet werden, wird allein in den letzten sechs Jahren auf 10 Mrd. € beziffert. Es muss Aufgabe des Netzreguliers werden, dafür zu sorgen, dass dieses Ungleichgewicht ausgeglichen wird.
- Der Bundesrat fordert, einen zusätzlichen § 28 a „Neue Infrastrukturen“ in das novellierte EnWG einzufügen. Die Bundesregierung will diesen Vorschlag prüfen.

Der Bundesrat begründet den Wunsch nach Einfügung dieses Paragraphen 28 a mit Art. 22 der Euro-

päischen Gasrichtlinie. Hiernach ist eine umfangreiche Ausnahmeregelung für „größere neue Infrastrukturen“ vorgesehen, d. h. „Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedsstaaten, LNG- und Speicheranlagen“. Des Weiteren sind strenge einschränkende Regelungen für diese Ausnahmemöglichkeit in der Richtlinie verankert. Es ist insgesamt fraglich, ob die kann-Bestimmungen des Art. 22 EU-Gasrichtlinie im deutschen Kontext mit einer bereits weit entwickelten Infrastruktur im Gasbereich tatsächlich umgesetzt werden muss.

Sollte aber der vorgeschlagene Paragraph in das EnWG eingefügt werden, so müssten zumindest die strengen Kriterien der Richtlinie vollständig übernommen werden. Der Bundesrat hat aber gerade an entscheidenden Stellen Regelungen weggelassen. So ist z. B. bei der Vorgabe für die Ausnahme genehmigung vom Bundesrat vorgeschlagen, dass sich die Prüfung und das Verfahren nach Art. 22 Gasrichtlinie Abs. 3 Buchstaben a, b, d, e richten sollen. Gerade der Buchstabe c dieses Absatzes ist jedoch mitentscheidend, da es hier um Regeln für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung geht. Buchstabe c müsste also unbedingt ergänzt werden. Auch die übrigen strengen Regeln des Art. 22 für derartige Ausnahmen für neue Infrastruktureinrichtungen müssten im Falle der Einfügung eines derartigen § 28 a vollständig übernommen werden und nicht nur die für die Gaswirtschaft günstigen Passagen.

8. Haftungsregeln

- Die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzes gem. § 11 des EnWG-E gewinnt ihre Regelungskraft u. a. auch dadurch, dass im Falle von Pflichtverletzungen Sanktionen drohen. Sollten derartige Pflichtverletzungen bei anderen Personen oder Unternehmen Schäden bewirken, hätten deren Verursacher Schadensersatz zu leisten. Erst durch diesen gesetzlichen Zusammenhang von primärer Leistungspflicht und sekundärer Schadensersatzpflicht gewinnt die Gewährleistungsverpflichtung für ein leistungsfähiges Energieversorgungsnetz ihren rechtsverbindlichen Wert. Wird dagegen wie in § 11 Abs. 2 eine weitgehende dispositive Haftungsfreistellung als möglich indiziert, höhlt der Gesetzgeber die Verpflichtung für ein leistungsfähiges Netz wieder aus. Beim Bürger bzw. Energiekunden entsteht auf diese Weise die Illusion einer Leistungspflicht und Netzsicherheit der Netzbetreiber, die u. U. gar nicht besteht, für die er aber gleichwohl Netznutzungsgebühren zu zahlen hat. Bei dem heutigen fortgeschrittenen Stand der Netztechnik besteht kein Grund mehr für eine derartige Haftungsprivilegierung der Netzbetreiber. Stattdessen sollten für diese Energieversorgungssysteme die gleichen verursachungsgerechten und verschuldensabhängigen Haftungsregeln gelten, wie sie im bürgerlichen Gesetzbuch bzw. im Zivilrecht auch für andere logistische Versorgungssysteme gelten.
- Die Möglichkeit der fast vollständigen Haftungsbe freiung selbst bei grob fahrlässigem oder vorsätzlichem Verhalten in § 11 Abs. 2 ist daher zu streichen. Haftungsreduzierungen bzw. Haftungsfreizeichnungen sollten ausschließlich das Ergebnis freier Vertragsverhandlungen sein.

9. Transparenz

- Nur wenn alle Marktteilnehmer in gleichem Maße Zugang zu den notwendigen Informationen erhalten, können sie ihre Rechte als Marktteilnehmer im Sinne eines diskriminierungsfreien Marktgeschehens auch tatsächlich wahrnehmen. Derzeit gibt das Informationsungleichgewicht Netzbetreibern und Produzenten einen erheblichen Vorteil an die Hand, der gepaart mit der durch die Marktanteile bestimmten Marktmacht dieser Gruppe wesentliche Wettbewerbshindernisse für Dritte schafft.
- Es reicht deshalb nicht aus, umfassende Regelungen zur Sicherstellung der Transparenz zwischen Netzbetreibern und Regulierungsbehörden vorzusehen, wie im EnWG-E im Wesentlichen geschehen.
- Die Transparenzpflichten der Netzbetreiber auch gegenüber den Marktteilnehmern müssen erweitert werden. Der deutsche Markt sollte sich z.B. den skandinavischen Markt zum Vorbild nehmen, in dem auf dem Strommarkt strompreisrelevante Informationen ad hoc und transparent an die Marktteilnehmer weitergegeben werden.
- Notwendige Informationen für alle Marktteilnehmer sind unter anderem:
 - Prognosen zu der physikalischen Auslastung der Kuppelstellenkapazitäten sowie deren tatsächliche physikalische Auslastung
 - die angemeldeten Fahrpläne an den Kuppelstellen
 - Daten über die Belegung der Kuppelstellen durch Altverträge und Reserveleistung
 - revisions- und ausfallbedingte Kapazitätsbeschränkungen einschließlich deren Dauer
 - bei Vergabe von Netzkapazitäten durch explizite Auktionen die zugeteilten Mengen, Zeiträume und Zuschlagspreise
 - Jahreshöchstlast und Lastverlauf als ¼-stündliche Leistungsmessung
 - voraussichtliche Windeinspeisung und tatsächliche Windenergieeinspeisung in MW/h
 - stündlich eingesetzte Kraftwerkskapazität aggregiert nach Kraftwerkstechnologie
 - ausgeschriebene und angebotene sowie eingesetzte Regelenergie.

10. Energieeffizienz

--/--

11. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

- Das Marktsegment des Mess- und Zählwesens ist nicht Teil eines natürlichen Monopols und sollte dem Wettbewerb geöffnet werden.
- Messstellenbetreiber muss aus diesem Grund nicht in jedem Fall der Netzbetreiber, sondern kann auf Wunsch des Netzkunden auch ein Dritter sein.

12. Unbundling

- Der deutsche Elektrizitäts- und Gasmarkt ist durch eine besonders intensive horizontale und vertikale Integration der Versorgungsunternehmen gekennzeichnet. Diese Struktur birgt ein erhebliches Po-

tential für Diskriminierungen und Quersubventionierungen.

- Die Anforderungen gemäß EU-Beschleunigungsrichtlinien sollten aus diesem Grund konsequent, schnell und umfassend umgesetzt werden, d.h.:

- Um eine wirklich breite und ausreichende Anwendung der Entflechtungsanforderungen im Markt zu gewährleisten, sollte der mögliche Schwellenwert von 100.000 angeschlossenen Kunden für Unternehmen, die von der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung betroffen werden, nicht ausgeschöpft, sondern auf ein sinnvolles Maß von z.B. 25.000 herabgesetzt werden.

Im Gasbereich etwa würde ein Schwellenwert von 100.000 angeschlossenen Kunden bedeuten, dass von den 690 Gasversorgungsunternehmen lediglich 21 von den Entflechtungsanforderungen direkt erfasst würden (Quelle: BGW-Gasstatistik 2002, basierend auf der Zahl der „Gaszähler insgesamt“). Diese Unternehmen liefern gerade einmal ein Drittel der Gasabgabemenge an die Verbraucher.

- Ein weiterer Aufschub der Entflechtungsanforderungen auf den 1.7.2007 für Verteilnetzünternehmen ist nicht notwendig. Das Inkrafttreten des EnWG wird gemessen an der gesetzten Frist der EU-Kommission schon mit erheblicher Zeitverzögerung erfolgen. Die Entflechtung aller betroffenen Unternehmen sollte dann auch in gleicher Geschwindigkeit erfolgen müssen.
- LNG-Anlagen und Speicher im Gasbereich sind, gemäß EU-Richtlinie, wie die Netze integraler Bestandteil von Erdgasunternehmen und klar dem Monopolbereich zuzuordnen. Sie sind deshalb – entgegen § 6 Abs. 1 EnWG-E – den gleichen Entflechtungsanforderungen zu unterwerfen wie der direkte Netzbereich.
- Die Regeln des buchhalterischen Unbundling müssen bereits vollständig im Jahr des Inkrafttretens des EnWG und nicht erst im folgenden Geschäftsjahr gelten. Die Möglichkeiten der Kontrolle durch die Regulierungsbehörden auf Basis der vorgelegten "entflochteten" Zahlen wären andernfalls erst mit großer Zeitverzögerung - ab Frühjahr / Sommer 2007 - möglich. Es ist keine unzumutbare Forderung an die Netzbetreiber, bereits 2005 dieses Zahlenmaterial vorzulegen, da schon für eine Entgeltkalkulation gemäß VV II plus Strom bzw. VV Erdgas II eine entsprechende Aufgliederung erforderlich war. Zudem zeigt eine Studie von ConEnergy, dass die Energieversorgungsunternehmen intern bereits heute den Anforderungen des buchhalterischen unbundlings entsprechend verfahren.⁴

- Konkretisierungen der EU-Entflechtungsregeln, die im deutschen Kontext notwendig und sinnvoll erscheinen, um z.B. tatsächlich „Chinese Walls“ zwischen den kritischen Bereichen aufbauen zu können, sind zu unterstützen. Das betrifft die Ausweitung der Anforderungen zu betrieblichen Zugehö-

⁴ Bernd Cohnen, Dr. Krunoslav Latkovic, Stefan Wietzke: Die Branche pendelt sich ein – Tendenzen bei der Umsetzung des Unbundlings, emw, 5/2004

rigkeiten auf Personen, die „wesentliche Tätigkeiten“ des Netzbetriebs ausüben sowie die fachlichen Weisungsrechte der Leitung des Netzbetriebs (§ 8 Abs. 2 EnWG-E).

13. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

○ Die Regulierungsbehörde darf nicht dadurch geschwächt werden, dass ihr Handlungsspielraum im Wesentlichen auf reine Kontrollfunktionen reduziert wird. Der deutsche Elektrizitäts- und Gasmarkt braucht eine starke Regulierung. Das haben nicht nur die Ankündigungen von Entgelt- und Preiserhöhungen dieses Sommers, sondern auch die derzeit aktuell zu beobachtenden Gaspreiserhöhungs-Ankündigungen gezeigt.

○ Auf dem deutschen Elektrizitäts- und Gasmarkt ist noch eine erhebliche Anzahl von „Baustellen“ vorhanden, d.h. von Regulierungsinhalten, für die noch keine abschließenden, fertigen Lösungen vorliegen. Dazu gehören vor allem:

- ein stark zu überarbeitender Kalkulationsleitfaden,
- die Erarbeitung eines funktionsfähigen Vergleichsmarktkonzepts,
- die Entwicklung eines dynamischen Anreizregulierungssystems,
- die Einbeziehung von Minimal- und Maximal-Standards für die Qualität und Sicherheit der Energieversorgung in die Regulierung und
- ein funktionsfähiges Netzzugangsmodell für den Gasbereich im Sinne eines Regelzonen- oder Entry-Exit-Modells.

Um diese Baustellen zu einem fertigen und praktikablen Gebäude entwickeln zu können, braucht die Regulierungsbehörde starke und flexible Handlungsmöglichkeiten zu allgemeingültigen Ex ante-Festlegungen. Die Regulierungsbehörde muss dafür im neuen energierechtlichen Ordnungsrahmen die notwendigen spezifischen Ermächtigungen erhalten.

○ Eine starke Normierung bezüglich dieser unfertigen Punkte zum jetzigen Zeitpunkt würde nur zu einer Zementierung des nicht zufrieden stellenden Status quo führen und die wettbewerbsgemäßen Entwicklungen und die Dynamik des Marktes behindern.

○ Entsprechend den Ausführungen der Gegenüber der Bundesregierung sollte die Regulierungsbehörde beauftragt und ermächtigt werden, die Entgelterhöhungen seit dem 1.8.2004 nachträglich auf Missbrauch zu prüfen.

14. Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

○ Im EnWG müssen die wesentlichen, längerfristig wirkenden Rahmenvorgaben gesetzt werden.

○ In den Feldern, in denen Entwicklungsarbeit hin zu einer fertigen und praktikablen Lösung geleistet werden muss, muss das Gesetz inhaltlich eindeutige, zeitlich definierte Zielvorgaben machen. Das betrifft vor allem:

- ein funktionsfähiges Vergleichsmarktkonzept der Basis der DEA-Methode;
- ein Anreizregulierungssystem als Basis zur Genehmigung wettbewerbsgemäßer Netzentgelte;
- ein Entry-Exit-Modell für die Erdgasnetze mit eigentumsübergreifenden Regelzonen und starken Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber.

○ Die Verordnungen sollten weiter in Details gehen, dürfen dabei aber die Handlungsmöglichkeiten der Regulierungsbehörde nicht zu stark einschränken, damit die Energieregulierung in Deutschland im Sinne eines „lernenden Systems“ zu einer dynamischen Entwicklung funktionierender Wettbewerbs in diesen Märkten beitragen kann, ohne im Einzelfall immer den Gesetz- oder Verordnungsgeber bemühen zu müssen.

Themenschwerpunkt Strom

1. Kalkulation der Netzentgelte

○ Der EnWG-Entwurf stellt auf den Kostenbegriff der „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ ab. Dieser ist jedoch vergangenheitsorientiert, strukturkonservierend und zudem aus der Erfahrung mit der Anwendung der BTOElt negativ besetzt, z.B. wird die Erforderlichkeit von Investitionen nicht geprüft. Es handelt sich lediglich um die kurzfristige Analyse der Kosten eines gegebenen Unternehmens. Grundsätzlich sollte daher der langfristig orientierte und vorausschauende Begriff der „effizienten Leistungsbereitstellung“ verwendet werden, der auch in der EU-Verordnung Nr. 1228/2003 vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel festgelegt ist, die seit 1.7.2004 geltendes nationales Recht ist.

○ Die gesetzliche Festlegung auf das Nettosubstanzerhaltungsprinzip als Kalkulationsprinzip engt die Regulierungsbehörde ein und schreibt im Endeffekt das kostentreibende Verfahren der VV Strom II plus fest. Es ist im Sinne eines flexiblen und lernenden Regulierungssystem sinnvoller, die Wahl des konkreten Kalkulationsprinzips der Regulierungsbehörde zu überlassen, anstatt es im Gesetz zu verankern.

○ Die Methode der Realkapitalerhaltung ist der von der Bundesregierung bisher favorisierten Nettosubstanzerhaltung aus regulatorischer Sicht überlegen. Beide Methoden können den Unternehmenserhalt gewährleisten, das Konzept der Realkapitalerhaltung ist jedoch transparenter und damit für Dritte einfacher nachzuvollziehen, und es erspart den Netzbetreibern aufwändige parallele Buchungssysteme, da die für das Realkapitalerhaltungskonzept notwendigen Daten ohnehin im Rahmen der normalen Buchhaltung vorliegen. Durch die mangelnde Transparenz verschafft die Nettosubstanzerhaltung den Unternehmen die durch die Regulierungsbehörde praktisch nicht zu verhindernde Möglichkeit, versteckte Gewinne durch die Ermittlung der Tagesneuwerte zu erzielen. Im Übrigen ist das Prinzip der Realkapitalerhaltung in „wettbewerbsfreien“ Märkten vom Bundesministerium für Wirtschaft schon im Jahre 1989 als die gegenüber der Nettosubstanzerhaltung überlegene Methode er-

kannt und gesetzlich für die Vergabe von öffentlichen Aufgaben, für deren Erledigung kein wettbewerblicher Markt besteht, festgeschrieben worden.

- Die gegen eine Verwendung des Prinzips der Realkapitalerhaltung vorgebrachte Argumentation, ein Übergang von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung führe zu steigenden Netzentgelten oder zu einer Finanzierungslücke des Netzbetreibers, ist falsch. Denn sie beruht wesentlich auf der Annahme, dass die zurzeit existierenden Betriebsmittel seit Beginn ihrer Lebensdauer nach dem System der Nettosubstanzerhaltung abgeschrieben wurden. Dies ist jedoch falsch: So wurde in der Erdgaswirtschaft in der Vergangenheit noch nie nach dem System der Nettosubstanzerhaltung kalkuliert. Grundlegend war hier stets das Prinzip der Anlegbarkeit. Auch im Strombereich galten jahrelang völlig andere Kalkulationsprinzipien (Anlegbarkeit, Konkurrenz durch Eigenerzeugung). Das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung wurde erst mit der temporären Verrechtlichung der Verbändevereinbarung VV Strom II in der EnWG-Novelle 2003 rechtsverbindlich.
- Der Wagniszuschlag ist gegenüber dem in der VV Strom II plus berücksichtigten Wagniszuschlag deutlich zu reduzieren, da durch die in der Netzentgeltverordnung (§ 11) vorgeschriebene periodenübergreifende Saldierung das Risiko einer Kostenunterdeckung praktisch ausgeschlossen ist, weil Kostenunterdeckungen auf die folgenden Perioden vorgetragen werden können.
- Von großer Wichtigkeit ist es, die in § 21 EnWG-E schlagwortartig aufgezählten Kalkulations- und Regulierungsprinzipien in einen systematischen Zusammenhang zu bringen. Hier muss klargestellt werden, dass die Kalkulationsmechanismen nach Einführung einer Anreizregulierung nur als interne Kalkulationsgrundlage dienen können, die Vorgaben der Anreizregulierung jedoch bindend sind. Ebenso müssen klare Konsequenzen aus den Ergebnissen eines Vergleichsmarktverfahrens festgeschrieben werden.

2. Stromhandel

- Ein funktionierender Strom-Großhandel setzt eine symmetrische **Informationsverteilung** bei allen Marktteilnehmern voraus. Der Elektrizitätsmarkt ist aber durch ein großes Maß an Marktmacht in seinen verschiedenen Wertschöpfungsstufen und zudem durch ein hohes Maß an horizontaler und vertikaler Integration/Konzentration geprägt. Umfangreiche Informationsvorsprünge der Versorger sind die Folge. Eine stärkere Transparenz über netz- und handelsrelevante Daten (Netzlast, Lastprognosen, Kraftwerksausfälle und -revisionen usw.) ist daher notwendig, um zum einen Marktmacht einzudämmen und zum anderen Vertrauen in den Markt zu schaffen.
- Der EnWG-Entwurf enthält keinerlei Bestimmungen zum Umgang mit **Netzengpässen**. Eine diskriminierungsfreie und marktbasiertere Bewirtschaftung von Engpässen ist allerdings eine wesentliche Voraussetzung für die Erleichterung des nationalen und internationalen Stromhandels. Es muss im EnWG klargestellt werden, dass Engpässe vorrangig durch

technische oder betriebliche Maßnahmen, etwa Schalthandlungen, zu beheben sind. Dauerhafte Engpässe sind durch marktwirtschaftliche Mechanismen zu beheben, wobei das Ziel der Beseitigung des Engpasses im Vordergrund stehen muss. Daher müssen aus der Engpassbewirtschaftung resultierende Erlöse zur Beseitigung des entsprechenden Engpasses eingesetzt werden.

- Zur Förderung des Energiehandelsgeschäftes, insbesondere des Intraday-Handels und damit auch einer Minimierung des Regelenergiebedarfs, bedarf es einer Erleichterung des notwendigen **Informationsaustausches**. Dabei sind für den elektronischen Datenaustausch einheitliche Standards anzustreben.
- Die besorgniserregende **Preisentwicklung** auf dem Stromgroßhandelsmarkt der vergangenen 2 Jahre (um mehr als 40 Prozent steigende Preise) wird sich durch die Einsetzung einer Elektrizitätsnetzregulierung zumindest kurzfristig nicht stoppen lassen. Die spezifischen Eigenschaften des Elektrizitätsmarktes in Verbindung mit der bestehenden Marktstruktur (enges Oligopol von 4 Kraftwerksbetreibern mit ca. 80 Prozent der Produktionskapazitäten) führen aber zu einem mangelnden Vertrauen der Stromkunden in die Eignung der Großmarktpreise als repräsentative Marktsignale und macht den Stromgroßhandelsmarkt insgesamt sehr anfällig für ein strategisches Anbieterverhalten (s. 15. Hauptgutachten der Monopolkommission). Aus diesem Grund ist eine strenge finanzrechtliche sowie kartellrechtliche Aufsicht über den Stromgroßhandel von erheblicher Bedeutung für eine wettbewerbliche Entwicklung des Marktes.

3. Grundversorger / Ersatzversorger

- Die in § 38 EnWG-E vorgesehene pauschale Einräumung der Möglichkeit, für die Ersatzversorgung gesonderte (gemeint sind wohl höhere) Preise zu fordern, führt zu einer ungerechtfertigten Benachteiligung für die Verbraucher. Höhere Preise sollten nur dann verlangt werden können, wenn auch höhere Kosten nachgewiesen werden.

4. Regelenergie

- Der Beschaffungsmarkt für Regelenergie wird durch wenige Anbieter beherrscht. Der weitaus überwiegende Teil des Angebots wird durch die mit den Übertragungsnetzbetreibern verbundenen Kraftwerksgesellschaften bereitgestellt. Daher ist eine Erhöhung der Liquidität dieses Marktes unbedingt notwendig. Ebenso wichtig ist die Erhöhung der Transparenz durch zeitnahe Information aller Marktteilnehmer über Regelenergiemengen und -preise.
- Eine Senkung des Bedarfs an Regelleistung wird durch eine regelzonenübergreifende Bedarfsermittlung, u.a. zur Verhinderung von Gegeneinanderregeln einzelner Regelzonen, erreicht. Die Schaffung einer einheitlichen Regelzone ist dringend erforderlich.
- Die Angebotsseite muss durch die Ermöglichung der Teilnahme für möglichst viele Anbieter, insbesondere kleinerer und industrieller Anbieter von Regelenergie (sowohl Kraftwerke als auch regelfähige Verbrauchseinheiten), durch Absenkung der

Mindestangebotsgröße, der zeitlichen Verfügbarkeitsanforderungen und der Ausschreibungsdauer gestärkt werden. Hierzu sind in den Verordnungen Mindestanforderungen zu treffen. Gleichzeitig muss der Regulierungsbehörde die Möglichkeit eingeräumt werden, weitergehende Vorgaben machen zu können.

- Es muss Wettbewerb zwischen den dominierenden Regelleistungsanbietern herbeigeführt werden. Hierzu müssen alle Regelenergieprodukte jeweils im Rahmen eines gemeinsamen, regelzonenübergreifenden Ausschreibungsverfahrens beschafft werden. Ein Nebeneinander von vier Ausschreibungsverfahren, selbst wenn diese zeitlich und inhaltlich vereinheitlicht sind, reicht nicht aus, da dadurch die Marktstrukturen in diesem Bereich festgeschrieben würden. Zur Ausgestaltung des gemeinsamen Ausschreibungsverfahrens und der gemeinsamen Internetplattform (§ 22 Abs. 2 EnWG-E) ist eine Festlegung oder Genehmigung der Regulierungsbehörde erforderlich, eine bloße Anzeigepflicht der Übertragungsnetzbetreiber reicht nicht aus.
- Bezüglich der Punkte gemeinsames Ausschreibungsverfahren und Festlegung von Mindestangeboten bleiben die jüngsten ressortabgestimmten Verordnungsentwürfe weit hinter den vom BMWA im September 2004 veröffentlichten Referententwürfen zurück. Es ist zwar zu begrüßen, dass die Regulierungsbehörde entsprechende Festlegungen für die konkrete Ausgestaltung z.B. hinsichtlich der Mindestangebotsgrößen treffen kann. Dennoch müssen bereits auf der Stufe der Verordnung Höchstgrenzen (bei Primärregelung 2 MW, bei Sekundärregelung 10 MW, bei Minutenreserve 5 MW) festgelegt werden. Ansonsten droht ein Rückschritt hinter den bereits heute erreichten Zustand.
- Es müssen alle eingesetzten Regelenergieprodukte marktbasierend und transparent beschafft werden. Dies gilt über die bekannten Produkte Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve hinaus auch für Regelenergieprodukte, die mit längerer Aufrufzeit insbesondere zum Ausgleich schwankender Windeinspeisungen eingesetzt werden.
- Im Bereich der Abrechnung von Regelenergie gegenüber den Bilanzkreisen kommt es heute zu teils erheblichen Zeitverzögerungen. Eine zeitnahe Abrechnung (innerhalb von 2 Monaten), wie in der Netzzugangsverordnung Strom vorgesehen, ist daher zu begrüßen. Dabei ist eine einheitliche Abrechnung von Mehr- und Mindermengen aus Wettbewerbsgründen unbedingt erforderlich.

5. Dezentrale Einspeisung / vermiedene Netznutzung

- Zu begrüßen ist, dass der Verordnungsentwurf zur Netzentgeltverordnung Strom die Vergütung von Entgelten für vermiedene Netznutzung bei dezentraler Einspeisung ausdrücklich vorsieht. Eine entsprechende Verankerung der Verpflichtung zur Erstattung vermiedener Netzentgelte ist im EnWG ausdrücklich zu verankern.
- Die Übernahme der Bestimmungen der VV Strom II plus zur vermiedenen Netznutzung ist allerdings abzulehnen. Diese Regelungen sind ungeeignet und

führen nicht zu einer verursacherorientierten Auszahlung vermiedener Netznutzungsentgelte. Vielmehr muss eine diskriminierungsfreie und verursachungsgerechte Auszahlung entsprechend der tatsächlichen physikalischen Entlastung im Netz stattfinden. Die im ressortabgestimmten BMWA-Entwurf einer Netzentgeltverordnung vorgesehenen Regelungen tragen diesen Zielen Rechnung.

6. Contracting

- Kraftwerksprojekte zur industriellen Eigenversorgung, die aus Gründen der Finanzierbarkeit häufig im Wege des Contracting realisiert oder ausgelagert werden, sollten durch eine entsprechende Regelung im EnWG der Eigenversorgung gleichgestellt werden. Dies ist z.B. in Anbetracht von gegenläufigen Regelungen notwendig. So wird nach der EEG-Novellierung erstmals Strom aus diesen Anlagen mit EEG-Aufschlägen belastet. Der in den letzten Jahren erfolgte Zubau von industriellen KWK-Anlagen wird durch die zusätzliche Belastung in seiner Existenz bedroht. Der umweltpolitisch gewünschte weitere Zubau oder die Modernisierung der KWK ist unter diesen Randbedingungen nicht zu erwarten.

7. Arealnetze

- Die vorgesehenen Bestimmungen des § 110 zeigen deutlich den Willen des Gesetzgebers, einerseits einen flächendeckenden diskriminierungsfreien Zugang zu den Strom- und Erdgasnetzen sicherzustellen, dabei aber andererseits im Sinne des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit nur in solchen Bereichen entsprechende Maßnahmen verbindlich vorzuschreiben, wo dies zur Zielerreichung geboten ist.
- Folgerichtig müssen sich die Regelungen des § 110 präzisieren, so dass sie sich auch auf so genannte industrielle Arealnetze erstrecken, die im Zuge der seit einigen Jahren stattfindenden Umstrukturierungen in der Industrie i.d.R. dadurch entstanden sind, dass einzelne Betriebe vormals integrierter Unternehmen an einem Standort im Laufe der Zeit ausgegliedert wurden, mit anderen Unternehmen verschmolzen oder an andere Eigentümer übergegangen sind. Dieser Umstrukturierungsprozess zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit, der auch von der EU ausdrücklich begrüßt wird (Verordnung (EG) Nr.139/2004 vom 20. Januar 2004), sollte nicht durch die Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts behindert werden. Diese industriellen Arealnetze sind aufgrund ihrer Entstehungsgeschichte dadurch gekennzeichnet, dass nur eine sehr kleine Anzahl von Kunden (i.d.R. < 100) versorgt werden und der Strom bzw. das Erdgas überwiegend von Unternehmen des produzierenden Gewerbes verbraucht werden, welche untereinander meist in einem Produktionsverbund stehen. Weitere Merkmale industrieller Arealnetze sind, dass sie sich zumeist auf privaten Grundstücken befinden, die nicht grundsätzlich jedermann offen stehen. I.d.R. beziehen und/oder liefern die Unternehmen an einem industriellen Standort neben Strom und Erdgas über die Arealnetze auch eine Vielzahl weiterer, z.T. essenzieller Leistungen und Produkte wie z.B. Dampf, Druckluft und technische Gase, Kälte, Wasser in mehreren Qualitätsstufen, Zwischenpro-

dukte und Rohstoffe, Transport- und andere Logistikleistungen. Auch vertraglich werden diese Leistungen i.d.R. als Paket angeboten und sind wesentliche Faktoren bei der Konkurrenz um Standorte. Letzteres ist auch politisch so gewollt. Außerdem existieren häufig Verknüpfungen in den Herstellungsketten von Erzeugnissen für die Kunden an einem Standort.

- Ein diskriminierungsfreier Netzzugang Dritter in industriellen Arealnetzen ist sichergestellt, indem die verursachungsgerechte Kalkulation transparenter Entgelte für den diskriminierungsfreien Netzzugang Dritter auf Anforderung begründet und den Kunden eines industriellen Arealnetzes ein diskriminierungsfreier Direktleitungsbau jederzeit ermöglicht wird, soweit dies sicherheitstechnisch vertretbar ist. Unabhängig davon gilt in den durch den § 110 erfassten Bereichen weiterhin das allgemeine Kartellrecht.
- Durch die Novelle des EEG wird erstmals Strom, der innerhalb industrieller Arealnetze erzeugt, geliefert und in der Produktion eingesetzt wird, in die bundesweite Ausgleichsregelung (§ 14 EEG) einbezogen und dadurch erstmals mit der EEG-Umlage in Höhe von zur Zeit etwa 5,- €/MWh belastet. Der davon betroffene Strom wird zu ca. 80% in ökologisch vorteilhafter Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt, ist aber nach dem Anwendungsbereich des KWK-Gesetzes nicht förderfähig, wenn dieser nicht ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Diese Belastung des in industriellen Arealnetzen umweltfreundlich erzeugten KWK-Stroms (Erhöhung der Herstellkosten dieses Stroms um bis zu 20%) ist angesichts der umwelt- und klimapolitischen Zielsetzung von EEG und KWKG kontraproduktiv, denn durch die Neuregelung des EEG und die damit einhergehende Belastung wird eine hocheffiziente, klimafreundliche und dezentrale Stromerzeugung in Bedrängnis gebracht und der Rückbau bedroht. Zur Vermeidung dieser Nachteile wäre eine Regelung zu treffen, die klarstellt, dass in Arealnetzen erzeugter Strom nicht mit der EEG-Umlage belastet wird. Dies kann durch eine zielführende Anpassung des § 110 EnWG-E in Verbindung mit einem entsprechenden Verweis in § 14 EEG erfolgen.

8. Stromkennzeichnung

- Zur möglichst unbürokratischen und wenig kosten-treibenden Informationsbeschaffung müssen die Anforderungen bei der Stromkennzeichnung für Börsengeschäfte und bilaterale Handelsgeschäfte erleichtert werden, indem hierfür hilfsweise standardisierte Angaben wie etwa der UCTE-Strommix herangezogen werden können. Dies gilt nicht nur für Geschäfte, die direkt über die Strombörse getätigt werden, sondern generell für bilaterale Handelsgeschäfte.
- Zur Erhöhung der Transparenz sollte der Strompreis auf den Stromrechnungen nach seinen Bestandteilen aufzugliedern sein. Das beinhaltet neben den Netzentgelten auch einen separaten Ausweis der einzelnen staatlichen Belastungen wie EEG-Umlagen, KWKG-Umlagen, Konzessionsabgabe und Steuern.

9. Anschlusspflicht für KWK-Anlagen

- Dezentrale Stromerzeugung hat einen hohen Stellenwert. Mit der Konkurrenz von EEG und KWK-Gesetz kann in einzelnen Fällen ein Konflikt entstehen, in den die Anlagenbetreiber und der jeweilige Netzbetreiber unverschuldet geraten können. Dabei führt die zurzeit gesetzlich geregelte Vorrangregelung des EEG dazu, dass KWK-Einspeiser im Zweifelsfall zurücktreten müssen. Dabei erfolgt die Einspeisung aus KWK-Anlagen regelmäßiger als EEG-Einspeisungen etwa aus Windenergie, sie hat daher eine netzstabilisierende Wirkung.
- Daher müssen KWK- und EEG-Strom bezüglich der Netzeinspeisung gleichgestellt werden. Hierzu ist der Regulierungsbehörde die Kompetenz zuzuweisen, in Streitfällen bei der Verweigerung der Einspeisung von KWK-Strom unter Abwägung der netztechnischen Belange und der wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten zu entscheiden.

10. Schiedsstelle für Streitigkeiten betr. EEG-Umlage und Anschluss von EEG-Anlagen

- Die bisherige Erfahrung hat gezeigt, dass eine transparente Abwicklung des Belastungsausgleiches im Rahmen des EEG nicht stattfindet. VIK unterstützt daher die Absicht des Gesetzgebers, der Regulierungsbehörde im Rahmen des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (BT-Drs. 15/3923) die Befugnis zu übertragen, die Einhaltung der Pflichten im Bereich der Netzausbaukosten (§ 13) sowie bei einem Teil des bundesweiten Belastungsausgleiches, nämlich zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern, zu überwachen. Die weiteren Stufen des Belastungsausgleiches, d. h. der horizontale Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern sowie die Weiterwälzung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, müssen allerdings ebenfalls der Aufsicht der Regulierungsbehörde unterstehen. Nur dadurch kann auch hier die dringend benötigte Transparenz und Kontrolle verwirklicht werden. Insgesamt ist die Transparenz über die von den Kunden aufgebrachtten, aber von den Netzbetreibern verwalteten Finanzströme völlig unzulänglich und muss im Sinne des Rechts der Kunden auf Information über Verwaltung und Verbleib ihrer Gelder dringend verbessert werden.
- In Fragen der Streitigkeiten betreffend die EEG-Umlagen bzw. betreffend den Teil des Belastungsausgleiches, der nicht gesetzlich geregelt ist, sollte die Bundesregulierungsbehörde die Funktion der Clearingstelle übernehmen. Dadurch wäre eine Aufsicht aus einer Hand gewährleistet.
- Die Bundesregulierungsbehörde sollte als Wettbewerbsbehörde auch bei der Aufsicht über die netzrelevanten Vorschriften des EEG der einheitlichen Fachaufsicht des BMWA unterstehen. Eine geteilte Fachaufsicht von BMWA und BMU über die Bundesregulierungsbehörde ist nicht zielführend und nicht notwendig.

11. Sonstiges

○ Baukostenzuschüsse

Es muss im Gesetz bzw. in der Verordnung klarge-

stellt werden, dass die Erhebung von Baukostenzuschüssen für das vorgelagerte Netz nicht mehr zulässig ist. Über das vorgesehene Netznutzungsentgeltsystem werden Leistungserhöhungen im vorgelagerten Netz über den Leistungspreisanteil im Netzentgelt abgegolten. Bereits gezahlte Baukostenzuschüsse müssen, sofern eine individuelle Zuordnung der finanziellen Vorleistungen möglich ist, verursachungsgerecht kundenindividuell berücksichtigt werden. Auf eine individuelle Zuordnung kann für Tarifkunden im Niederspannungsnetz aufgrund des unverhältnismäßigen Abrechnungsaufwandes verzichtet werden. In diesen Fällen werden die geleisteten BKZ pauschal kostenmindernd bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte der Anschlussspannungsebene berücksichtigt.

o **Individuelle Netzanschluss- und Netznutzungssituation**

Bei der Ausgestaltung der vertraglichen Vorgaben im Zuge des in der Netzzugangsverordnung Strom vorgesehenen Standardangebotsverfahrens ist unbedingt darauf zu achten, dass hierbei individuelle Gegebenheiten einzelner Netznutzer oder von Gruppen von Netznutzern berücksichtigt werden. Gerade im Bereich industrieller Netznutzer muss aufgrund zahlreicher spezifischer Besonderheiten bezüglich der jeweiligen Anschlusssituation die Möglichkeit bestehen, auf diese Besonderheiten konkret einzugehen, ohne dass solchen individuellen Vereinbarungen fest fixierte Bestimmungen in Standardverträgen entgegenstehen. (Gleiches muss auch in der Netzentgeltverordnung Erdgas umgesetzt werden.)

o **Netzreserveleistung**

In Gesetz- und Verordnungsentwürfen fehlen Bestimmungen zur Bestellung von Netzreserveleistung. Dies ist für Netznutzer mit Eigenerzeugung und dezentrale Einspeiser mit Eigenbedarf notwendig, um einen Ausfall der eigenen Erzeugung abzusichern. Hierzu ist die Erarbeitung grundlegender Regelungen durch die Regulierungsbehörde notwendig, um einheitliche und verlässliche Bedingungen zu schaffen. Bis dahin sollte die zurzeit praktizierte Regelung in die Netzentgeltverordnung Strom übernommen werden.

o **Konzessionsabgabenverordnung**

Bei der Anpassung der Konzessionsabgabenverordnung muss die aus der Verzerrung durch die Erhebung staatlicher Abgaben auf den Strompreis resultierende erhebliche Planungsunsicherheit aufgelöst werden. Das muss durch den kompletten Ausschluss von staatlichen Abgaben und Steuern aus dem Grenzpreisvergleich erreicht werden.

Themenschwerpunkt Gas

1. Zugang zu den Gasnetzen (Entry-/Exit-Modell)

o Die Forderung des Bundesrates, jetzt klare Vorgaben für ein wirkliches Entry-/Exit-Modell (möglichst nach dem Muster der BEB) in das EnWG selbst aufzunehmen, ist unbedingt zu unterstützen. Abzulehnen ist - wie die Bundesregierung plant - erst im Rahmen eines nachfolgenden Gesetzgebungsverfahrens nach dem Evaluierungsprozess

2007 zu prüfen, inwiefern konkretisierende Regeln aus der Verordnung ergänzend in das Gesetz aufzunehmen sind. Dadurch würden möglicherweise konkrete Regelungen zum Gasnetzmodell erst nach 2007 einfließen. Mit einem wirklichen Durchbruch von Wettbewerb auf dem Gasmarkt wäre dann nicht vor 2008 oder 2009 zu rechnen.

o In das EnWG muss folgender Zielkatalog für den Gasnetzzugang aufgenommen werden:

1. Einrichtung einer möglichst geringen Zahl von Bilanzzonen bzw. Teilnetzen (geringe zweistellige Anzahl zu Beginn, eigentumsübergreifend),
2. möglichst geringe Vernichtung von Kapazitäten,
3. möglichst große Flexibilität des Entry-/Exit-Netzzugangsmodells, also freie und unabhängige Wahl eines jeden Entry- und jeden Exit-Punktes.

o Die Netzkunden müssen durch Abschluss von nur zwei Kapazitätsverträgen - nämlich an der Einspeisung und der Ausspeisung bei dem Endkunden - das gesamte Gasnetzsystem im Geltungsbereich des EnWG nutzen können. Ein Modellansatz, der - wie in der derzeitigen Gasnetzzugangs-VO vorgesehen ist - im Extremfall über 730 einzelne Entry-/Exit-Modelle zulässt, behält die bisherige Marktzerstückelung bei und ist untauglich für den Massenmarkt sowie den Börsenhandel. 730 Entry-/Exit-Modelle führen wiederum zur Annahme einer fiktiven Transportstrecke und damit zur Beibehaltung des transaktionsabhängigen Punkt-zu-Punkt-Modells, das schon der Monitoring-Bericht des BMWA als untauglich für den Wettbewerb bewertet hat.

o Die Regulierungsbehörde muss zu einheitlichen Vorgaben für die „Geschäftsbedingungen für den Gastransport“ ermächtigt werden.

o Die Netzbetreiber müssen Kapazität und Dienstleistungen für ihr eigenes Netz sowie eigentumsübergreifend abgestimmt für Netze, für die Kooperationspflichten bestehen, anbieten.

o Im Gesetz ist die Einrichtung eigentumsübergreifender Regelzonen festzuschreiben, in denen der Austausch von Energie (Erdgas) und Dienstleistungen nicht durch Netzrestriktionen eingeschränkt ist. Räumlich begrenzt werden dürfen diese Regelzonen nur durch dauerhaft vorhandene Netzrestriktionen (z. B. unterschiedliche Erdgasqualitäten wie H-Gas und L-Gas). Diese Regelzonen müssen als Handelsplatz fungieren, um börslichen Erdgashandel zu ermöglichen. Die Netzbetreiber sind gesetzlich zu verpflichten, unabhängig von den Eigentums Grenzen zunächst die geringstmögliche Anzahl von Regelzonen zu bilden, um ein einheitliches transaktionsunabhängiges „Entry-/Exit-Netznutzungs-Modell“ umsetzen zu können.

o Ein Beispiel für ein funktionsfähiges, in Deutschland praktiziertes Entry-/Exit-Modell im Gasbereich ist das der BEB Hannover, welches sich eng an anderen europäischen Ländern orientiert. Das ebenfalls Entry-/Exit-Modell genannte neue Zugangsmodell der E.ON/Ruhrgas Transport ist jedoch wegen seiner Zuordnungsverpflichtungen und

nachträglichen und mehrfachen Kapazitätsprüfungen dem Inhalt nach weiterhin ein Punkt-zu-Punkt-Modell.

- Für Gasverbrauchseinrichtungen mit nicht vorhersehbaren Verbrauchsspitzen, z. B. für Reservezwecke eingesetzte Gaskessel, sind Sonderregelungen zu treffen (z. B. in Zusammenhang mit der Freigabepflicht ungenutzter Kapazitäten). Diese Reservekapazitäten müssen zu einem günstigeren Preis als feste Kapazitäten angeboten werden, da die Reservefälle niemals zeitgleich in allen betroffenen Unternehmen auftreten. Im Strombereich existiert in der VV II plus hierfür bereits eine adäquate Regelung.

2. Gasspeicher

- Speicherzugang als notwendige Voraussetzung für den Wettbewerb gehört organisch zum Gasnetzzugang. Dies macht die EU-Richtlinie schon in ihren Begriffsbestimmungen deutlich, wonach Erdgasunternehmen in Bezug auf alle Regelungen der Richtlinie Unternehmen sind, die Erdgasleitungen, Speicher oder LNG-Anlagen betreiben. Diesem Zusammenhang muss auch im deutschen Energierecht Rechnung getragen werden.
- Der EnWG-Entwurf enthält lediglich eine Ermächtigung des Bundeswirtschaftsministers, per Verordnung den Speicherzugang zu regeln. Gemäß EU-Gasrichtlinie und hierzu veröffentlichter Interpretationshilfen ist der Speicherzugang zu regulieren, solange nicht Wettbewerb um Speicherkapazität nachgewiesen ist. Da kein nachweisbarer Speicherwettbewerb in Deutschland herrscht, muss danach per Gesetz die Verpflichtung für eine Rechtsverordnung für den Speicherzugang festgelegt werden. In dieser Verordnung ist dann analog zum Netzzugang auch der Speicherzugang detailliert zu regeln.

3. Gashandel

- Die in den letzten Wochen von zahlreichen Gasversorgungsunternehmen angekündigten und zum Teil bereits vollzogenen Gaspreiserhöhungen geben Anlass, über Gaspreise auch im Zusammenhang mit der EnWG-Novelle zu sprechen. Die Bundesregierung hat auf die angekündigten Energiepreiserhöhungen in ihrer Gegenäußerung mit dem Vorschlag reagiert, unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes Missbrauchsverfahren durch die Regulierungsbehörde im Hinblick auf Erhöhungen der Netzzugangsentgelte vor diesem Zeitpunkt zu eröffnen. Der VIK begrüßt diese Initiative der Regierung. Die Gasversorgungsunternehmen sind außerdem aufzufordern, nachzuweisen, ob die Preiserhöhungen nur den Energiekosten- oder auch den Transportkostenanteil betreffen, und falls ja, dies zu begründen.

Außerdem ist das bisher praktizierte Anlegbarkeitsprinzip zu überprüfen, das durch die zwei wesentlichen Merkmale gekennzeichnet ist:

- Der Gaspreis folgt dem Preis der Referenzölnotierung synchron in definiertem zeitlichem Abstand und in geglätteter Form.

- Der Gaspreis orientiert sich in seiner Höhe angemessen am Referenzölpreis.

- Die im internationalen Vergleich zu den höchsten zählenden deutschen Erdgaspreise resultieren insbesondere aus einer häufigen Verletzung des an zweiter Stelle genannten Merkmals.
- Gegenstand der Energierechtsnovelle ist die Regulierung der Monopolbereiche der Energiewirtschaft, also des Transport- und Speicherbereichs. Gleichwohl ist ein Zusammenhang zu sehen zwischen Transport- und Handelsbereich, denn mit der wettbewerblichen Öffnung der Netze und Speicher wird der Handel zunehmen, die Börsentätigkeit beginnen und es dem Kunden wirklich möglich werden, zwischen verschiedenen Anbietern zu wählen. Dadurch werden sich wettbewerbsgerechte Preise einstellen.
- Auch Netzbetreiber mussten und müssen bestimmte Handelsinstrumente nutzen, um die Netzstabilität (Druckhaltung) in allen Netzbereichen kontinuierlich aufrecht erhalten zu können. Hierzu bedienen sich die Netzbetreiber z. B. der Reservierung definierter Speicherkapazitäten oder offener Verträge, um auf diese Weise die notwendige Ausgleichs- oder Regelernergie ständig für ihren Netzbereich zur Verfügung zu haben. In integrierten Gasversorgungsunternehmen liefern Transport- und Handelsgeschäft bisher Hand in Hand. Unter den Gesichtspunkten des Unbundling ist eine klare Trennung zwischen Transport und Handelsbereich erforderlich. Bezogen auf sein Netz wird jedoch jeder Netzbetreiber auch zukünftig Instrumente zur Ausgleichsenergiebeschaffung nutzen müssen, damit er die Netzstabilität garantieren kann.
- Neben den o. g. Instrumenten zur Beschaffung von Ausgleichsenergie werden zukünftig bei Einführung eines Entry-/Exit-Modells z. T. auch Instrumente zur Beschaffung von „Ausgleichskapazität“ nötig werden, um die größtmögliche flexible Kapazität in den Netzbereichen anbieten zu können. Hierzu zählt z. B., dass sich Netzbetreiber von Kunden bestimmte Mindestlastflüsse vertraglich in ihrem Netz zusichern lassen, um die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen. Diese Nutzungs- oder Auslastungszusagen können die Netzbetreiber diskriminierungsfrei und transparent durch Ausschreibung auf dem Ausgleichsenergie Markt erwerben, genau wie die Regelernergie. Bei diesen genannten Instrumenten zur Sicherung der Netzstabilität und höchstmöglicher frei zuordenbarer Kapazität handelt es sich um betriebswirtschaftlich notwendige Geschäftstätigkeiten der Netzbetreiber für ihr eigenes Netz. Diese Geschäfte haben mit dem Erdgashandel zur Versorgung von Endkunden oder Weiterverteilern nichts zu tun und sind von diesem auch klar trennbar. Insofern besteht hier auch kein Widerspruch zwischen dem zu regulierenden Netzbereich (Monopol) und dem im Wettbewerb stehenden Handelsbereich.
- Der VIK begrüßt die im Verordnungsentwurf vorgesehene Zusicherung von Lastflüssen. Es handelt sich um ein sehr wichtiges Instrument zur ausreichenden Bereitstellung von Transportkapazitäten. Jedoch muss es im Rahmen der Netzentgeltverord-

nung mit einem Kontrollmechanismus für die Regulierungsbehörde versehen werden.

4. Teilnetzproblematik

- Als ultima ratio sieht die Gasnetzzugangsverordnung bei Netzengpässen vor, dass Netzbetreiber Fragmentierungen durch Bildung von Teilnetzen vornehmen dürfen. Dies schränkt, wie das BMWA in der Begründung zur Verordnung selbst feststellt, die Wirksamkeit eines Entry-/Exit-Systems und damit die Effizienz des Netzzugangs insgesamt ein.
- Eigentumsrechte dürfen nicht grundsätzlich zur Teilnetzbildung führen. Vielmehr ist - wie in der Begründung zur Gasnetzzugangsverordnung ausgeführt - die Bildung von Teilnetzen nur dort zulässig, wo sie aufgrund dauerhafter physikalischer Engpässe unvermeidbar ist. Zutreffend nennt die Begründung als wesentliches Merkmal echter Engpässe, die ganze Netzgebiete voneinander separieren, dass zwischen diesen Netzgebieten keine nennenswerten physischen Kapazitäten ausgewiesen werden können. Gerade zwischen vor- und nachgelagerten Netzen in der Gashauptrichtung sind naturgemäß hinreichend große Kapazitäten ausgewiesen, um den nachgeschalteten Netzbereich sicher versorgen zu können. Daraus folgt logisch, dass eine derartige Netzeigentumsgränze keinen echten Engpass darstellt und damit dort auch keine Teilnetzgränze gebildet werden darf.

Indem die Gasnetzzugangsverordnung in § 3 Eigentumsgränzen als Gränzen für Entry-Exit-Modelle festschreiben will, in der Behandlung von Teilnetzen aber klar die Existenz von echten Engpässen definiert, ist sie in sich nicht konsistent.

- Beim Strom ist heute bereits ein Marktgebiet in Deutschland über die Börse EEX realisiert. Auch beim Erdgas muss das Ziel ein Marktgebiet in Deutschland sein, das sich nahtlos in den europäischen Binnenmarkt einfügt.
- Dem Monitoring-Bericht des BMWA folgend, müssen die Netzbetreiber im EnWG verpflichtet werden, unabhängig von den Eigentumsgränzen zunächst die geringstmögliche Anzahl von Regelungen zu bilden. Hierzu sind die Betreiber von Fernleitungs- und Gasverteilnetzen zu verpflichten, nach transparenten, verbindlichen Regeln mit dem Ziel miteinander zu kooperieren, eine einfache, ungehinderte und diskriminierungsfreie Netznutzung zu verwirklichen. Diese Forderungen aus dem Monitoring-Bericht müssen im Gesetz verankert werden, um einer weiteren Zersplitterung der deutschen Gasnetze durch wettbewerbsverhindernde Teilnetzbildung wirksam zu begegnen.

5. Kalkulation der Netznutzungsentgelte

- Nach dem derzeit geltenden EnWG und der darin als „gute fachliche Praxis“ verrechtlichten VV Erdgas II sind die Netzzugangsentgelte der Ferngasstufe nach dem nationalen und internationalen Vergleichsmarktkonzept zu bilden und die Entgelte der Endverteilungsstufe nach dem der VV Erdgas II anhängenden kostenorientierten Entgeltleitfaden zu berechnen. Tatsache ist, dass die deutschen Erdgasnetzzugangsentgelte im internationalen Vergleich deutlich zu hoch sind, es innerhalb der beiden Stu-

fen der Gaswirtschaft erhebliche Entgeltspreizungen gibt (bis über 250 %) und die Endverteilungsstufe den Leitfaden flächendeckend nicht zur Entgeltberechnung angewandt hat.

- Für die Ermittlung der Netzzugangsentgelte muss im Energiewirtschaftsgesetz genau wie im Strombereich ein Regelinstrument mit folgenden drei Elementen für beide Netzstufen festgeschrieben werden:

- kostenorientierte Entgeltkalkulation
- Vergleichsmarktsystem
- Anreizregulierungsmechanismus.

In der Gegenäußerung der Bundesregierung wird die Einführung eines Anreizregulierungssystems unverständlicherweise bisher nur für den Strombereich vorgesehen. Diese Ungleichbehandlung des Gasbereichs ist nicht zu rechtfertigen.

- Detaillierte Vorgaben für diese Regelmechanismen müssen in der Netzentgeltverordnung vorgegeben und durch die Regulierungsbehörde im Sinne eines lernenden Systems kontinuierlich weiterentwickelt werden.
- Zur Erreichung eines einfachen, praktikablen und nicht übersteuerten Netzzugangssystems ist es notwendig, dass die im Strombereich erfolgreich praktizierte Regelung der Kosten-/Entgeltwälzung auch im Erdgasbereich umgesetzt wird. Hierzu sind im Gesetz bzw. in der Verordnung entsprechende Kooperationspflichten der Netzbetreiber zu verankern, wodurch erreicht wird, dass der Transportkunde lediglich zwei Abrechnungen - für das Entry- und das Exitentgelt - erhält.
- Die mit der VV II Erdgas eingeführte Zweistufigkeit (Ferngas-/Verteilungsstufe) muss beibehalten werden. Sie hat bereits für höhere Transparenz bei den jetzt nach den gleichen Regeln zu ermittelnden Entgelten in der Ferngasstufe gesorgt (ehemalige regionale Fernversorgung ist jetzt hier eingeschlossen). Zukünftig wird durch die Beibehaltung der Zweistufigkeit das Risiko eines gesonderten relativ hohen regionalen Netzzugangsentgelts vermieden, mit dem u.U. verdeckt auch „stranded investments“ weiterfinanziert würden.

6. „Rucksackproblem“

- Im Falle eines Lieferantenwechsels muss ein Kunde die Möglichkeit haben, von ihm bisher genutzte Kapazität auch bei Belieferung durch einen neuen Lieferanten weiter nutzen zu können. Würde diese Kapazität beim bisherigen Lieferanten verbleiben, wäre der neue Lieferant nicht in der Lage, diesen Kunden zu beliefern. Damit wäre ein Gas-zu-Gas-Wettbewerb dauerhaft behindert. Somit wird, wie die Begründung zur Gasnetzzugangsverordnung richtigerweise ausführt, das Interesse der Neulieferanten höher bewertet als das Interesse des alten Lieferanten, seine Kapazitäten dann zu anderen Zwecken zu verwenden.
- Dieses „Rucksackprinzip“ muss durchgängig vom Grenzübergangspunkt bis zum Auspeisepunkt beim Endkunden gelten. Ausnahmen dürfen ausschließlich zulässig sein, wenn der Netzzugang im Zusammenhang mit take-or-pay-Verträgen entspre-

chen dem hierfür zutreffenden Verfahren verweigert werden darf. Darüber hinausgehende Ausnahmen, die dem bisherigen Lieferanten uneingeschränkt die Erfüllung vertraglicher Pflichten ermöglichen sollen (z. B. zum Befüllen von Speichern), aber nicht den Kriterien zur Verweigerung des Netzzugangs wegen notleidender take-or-pay-Verträge (Notifizierung durch EU-Kommission erforderlich) genügen, sind abzulehnen.

7. Differenzmengen

- Erdgaskunden können ihren Bedarf nicht punktgenau planen und steuern, da dieser sowohl produktions- als auch witterungsbedingten Einflüssen unterliegt. Netzbetreiber nutzen zum Ausgleich der im Netz sich saldierenden Lastflüsse die Atmungsfähigkeit des Netzes selbst, Erdgasspeicher, Kompressoren und offene Verträge. Es muss ein Interessensausgleich zwischen unvermeidbaren Verbrauchsschwankungen bei den Kunden und Kosten für Ausgleichsenergie beim Netzbetreiber gefunden werden. Hierzu dient der von den Netzbetreibern anbietende Bilanzausgleich.
- Der Basisbilanzausgleich, der im Rahmen der Netzzugangsentgelte anzubieten ist, darf die in der VV Erdgas II vereinbarte Toleranzgrenze (15 % der Tagesmenge) nicht unterschreiten und muss im Tagesraster (d. h. nicht als Stundenbilanzausgleich) geführt werden. Diese Forderung entspricht den Möglichkeiten zahlreicher industrieller Erdgaskunden, da sich der Gasverbrauch in Produktionsanlagen technologisch bedingt nicht punktgenau steuern lässt (z. B. wegen der Produktqualität). Im Übrigen entspricht das Tagesraster wegen der naturgegebenen Trägheit des gesamten Erdgasnetzes und der überwiegend druckgeführt gesteuerten Endverteilungsunternehmen auch den realen Gegebenheiten im heutigen Netzbetrieb.
- Eine zu enge Festlegung der Toleranzgrenzen für den Basisbilanzausgleich (Stundenraster; weniger als 15 %) würde viele industrielle und gewerbliche Erdgaskunden zum Erwerb von teurem erweitertem Bilanzausgleich oder Speicherkapazität oder zur Zahlung von Pönalen zwingen und wird deshalb abgelehnt.
- Wie beim Strom, so muss auch beim Erdgas ein Regelenergie-Markt mit niedrigen Teilnahmeschwellen eingerichtet werden. Die Verrechnung der Bilanzabweichungen der Transportkunden muss in Form symmetrischer Preise für Mehr- oder Minderbezug erfolgen. Nur durch Einrichtung eines Marktplatzes für Regelenergie mit transparenten Ausschreibungen ist ein effizientes und kostengünstiges Verfahren möglich. Dieses Verfahren wird z.B. in Großbritannien erfolgreich praktiziert und ist dort noch sinnvoll erweitert um den Intra-Day-Handel, mit dem der Bedarf an notwendiger Bilanzenergie weiter reduziert werden kann.
- Zur Minimierung der notwendigen Bilanzenergie ist die Online-Absteuerung sinnvoll und notwendig. Allerdings sollten unnötig hohe Auflagen vermieden werden, damit dieses Verfahren für mittlere bis kleinere Industriebetriebe wirtschaftlich darstellbar bleibt. Die Teilnahme an einer Online-Messung sollte dem Kunden nach eigener wirtschaftlicher

Abwägung freigestellt und nicht durch gesetzliche Auflagen verordnet werden. Zusätzlich sollte der Einbau von Online-Messungen dem Wettbewerb durch dritte Messtechnikanbieter geöffnet werden.

8. Anpassung an europäische Normen

- Zahlreiche Punkte der Richtlinie sind im vorliegenden Gesetz- bzw. Verordnungsentwurf vollständig bzw. teilweise umgesetzt. An den zwei folgenden, wesentlichen Stellen muss jedoch noch nachgearbeitet werden:
- Die EU-Richtlinie kennt nur drei konkrete Gründe, aus denen der Netzzugang verweigert werden darf - nämlich
 - mangelnde Kapazität,
 - gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen (trifft für Deutschland nicht zu) und
 - Verpflichtungen im Zusammenhang mit take-or-pay-Verträgen.

Darüber hinausgehende Gründe sind für die Netzzugangsverweigerung nicht akzeptabel und bilden eine Grundlage für die Behinderung von Wettbewerb. Aus diesem Grund darf im EnWG nicht zugelassen werden (wie dies der Kabinettsbeschluss vorsieht), dass der Netzzugang wenn er „aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen ... nicht möglich oder nicht zumutbar ist“ verweigert werden darf. Hier muss die sehr klare Vorgabe der EU-Richtlinie wortgetreu umgesetzt werden, um Missbrauch durch die Netzbetreiber zu vermeiden.

- Grundsätzlich sieht die EU-Richtlinie beim Speicherzugang ein Wahlrecht für die Mitgliedsstaaten zwischen reguliertem und verhandeltem Netzzugang vor. In den zur Richtlinie erarbeiteten Leitlinien wird klar unterstrichen, dass der verhandelte Speicherzugang nur im Falle von funktionierendem Speicherwettbewerb, der aber in Deutschland nicht erkennbar ist, zugelassen werden soll.

Im Übrigen gelten zahlreiche Vorschriften der EU-Gasrichtlinie ausdrücklich für alle Erdgasunternehmen, zu denen per Definition sowohl Netzbetreiber als auch Betreiber von Speicheranlagen und LNG-Anlagen gehören. Demzufolge müssen im deutschen Ordnungsrahmen in gleicher Weise wie für den Netzzugang auch für den Speicherzugang detaillierte Regeln im Gesetz und in Verordnungen zwingend vorgegeben werden.

9. Biogaseinspeisung

- Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz kann durchaus eine wirtschaftliche Alternative im Zusammenhang mit dezentraler Energieerzeugung (Biogasgewinnung und -aufbereitung) und Energieumwandlung (Strom- und Wärmeerzeugung) sein. Bei derzeit bereits ca. 2.500 in Deutschland bestehenden Biogaserzeugungsanlagen dürfte hier ein zukunfts- und ausbaufähiges Potential zur wirtschaftlichen Nutzung regenerativer Energien vorhanden sein.
- Die Einspeisung von Biogas muss zu wettbewerbsfähigen Bedingungen erfolgen, d. h. hier müssen die gleichen Netzzugangsbedingungen für Einspeisung und Entnahme gelten wie für alle Transport-

kunden. Eine Quersubventionierung ist auszuschließen.

- Notwendige Anschubfinanzierungen zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit von Biogas dürfen nicht über die Netznutzungsentgelte finanziert und sozialisiert werden. Fördermaßnahmen für Biogas sind aus-

schließlich aus dem staatlichen Haushalt, degressiv sowie zeitlich und in ihrer Höhe begrenzt zu zahlen.

- Eine Diskriminierung der Biogasproduzenten und -händler beim Netzanschluss und Netzzugang muss ausgeschlossen werden

Essen, 24.11.2004

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1516

24. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI)

Ziel der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) muss die längst überfällige Schaffung von tragfähigem Wettbewerb sein.

Die chemische Industrie gehört mit einem jährlichen Bedarf von rund 50 TWh Strom und 11 Mrd. m³ Erdgas in Deutschland zu den energieintensiven Wirtschaftszweigen. Die Strom- und Erdgaskosten machen über 80 Prozent an den gesamten Energiekosten der chemischen Industrie aus. Um Produktion und Arbeitsplätze am Standort Deutschland sichern zu können, müssen die Energiekosten in Deutschland global wettbewerbsfähig sein.

Die Chemie sieht in einem funktionierenden deutschen und EU-weiten Markt bei Strom und Gas eine wichtige Voraussetzung für international vergleichbare Energiepreise. Mit Sorge beobachten wir die Machtkonzentration auf den deutschen Energiemärkten über alle Stufen der Wertschöpfungskette. Sehr bedenklich ist, dass die großen Energieversorgungsunternehmen (EVUs) aufgrund ihrer marktbeherrschenden Stellung bei der Erzeugung die Börsenpreise durch Angebotssteuerung dominieren können. Die Marktteilnehmer können den grenzüberschreitenden Stromhandel nur stark eingeschränkt nutzen. Die Börsenpreise liegen über den fundamental zu erwartenden Strompreisen. Wir stellen fest: In Deutschland ist mehrere Jahre nach Öffnung der Märkte im Strom- und vor allem im Gasbereich kein genügender Wettbewerb zu verzeichnen.

Die Chemie unterstützt den Ansatz des Regierungsentwurfs (EnWG-E), die Regulierung auf die Netze zu beschränken. Wir erwarten von der Regulierung eine Senkung der Netznutzungsentgelte und dadurch indirekt mehr Wettbewerb bei Erzeugung bzw. Gewinnung, Handel und Vertrieb. Die Chemie fordert, dass das EnWG und seine Verordnungen systematisch, insbesondere durch Regeln zum Netzzugang, zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen und Regeln zur Kalkulation angemessener Netznutzungsentgelte, auf wettbewerbsfähige Strom- und Erdgaspreise hinwirken. Transparenz von technischen und kostenrelevanten Marktdaten bei den Netzbetreibern ist dazu unabdingbar. Auch die Monopolkommission weist in ihrem Hauptgutachten darauf hin, dass „das außerordentlich hohe Niveau der Netznutzungsentgelte“ das zentrale Wettbewerbshemmnis im Strom- und Gasbereich darstellt.

Die Festschreibung von Details in Verordnungen wird nicht die Flexibilität haben, die für die dynamische Anpassung an Marktentwicklungen erforderlich ist. Inhaltlich schreibt der EnWG-E im Wesentlichen den zzt. erreichten Stand auf den Märkten fest. Nach Inkrafttreten des novellierten Gesetzes droht bis zum Monitoringbericht eine Zeitphase, in der Gesetz- und Verordnungsgeber nicht auf Veränderungen und Notwendigkeiten der Märkte reagieren können. Der neuen Regulierungsbehörde müssen daher ausreichende Gestaltungsmöglichkeiten generell und für den Einzelfall eröffnet werden. Dies gilt

insbesondere für die Weiterentwicklung und Anpassung der regulatorischen Instrumente.

Themenkatalog

Block 1: Allgemeine Themen

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

Aus Sicht der Chemieindustrie muss die Regulierungskompetenz beim Bund gebündelt werden. Damit die Regulierung möglichst effizient erfolgt, dürfen das Know how nicht zersplittert und die Netzregulierung in den einzelnen Ländern nicht unterschiedlich gehandhabt werden. Dabei sollten für den Aufbau des Know how der Regulierungsbehörde natürlich die Erfahrungen der Länder bei der Preisaufsicht genutzt werden.

Wichtig ist, dass die Netzregulierung, also die Methoden, die Aufsicht über den Netzzugang und die Entgeltkalkulationen und -vergleiche nach einem bundeseinheitlichen Maßstab angewendet und durchgeführt werden. Die Regulierungsbehörde muss von Energiewirtschaft und Politikinteressen unabhängig sein. Dies wird am besten durch eine Bundesbehörde garantiert. Aus den genannten Gründen sollte die Regulierungskompetenz beim Bund angesiedelt werden; allenfalls ein Vollzug durch die Länder ist denkbar.

2. Name der Behörde

./.

3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit

Die Behörde muss mit der maximalen Unabhängigkeit von Energiewirtschaft und einzelnen Politikinteressen ausgestattet werden. Dazu ist wichtig, dass die Regulierungskompetenz beim Bund angesiedelt und Weisungen der Bundesregierung oder einzelner Ministerien auf das Mindestmaß reduziert und – wie in EnWG-E § 61 vorgesehen – veröffentlicht werden.

4. Ex-ante/Ex-post-Aufsicht

Der EnWG-Entwurf sieht eine ex ante-Methodenregulierung in Kombination mit einer ex post-Missbrauchsaufsicht vor: Grundsätze, Regelungen und Methoden für Netzzugang und Entgeltberechnung werden im Gesetz und den Verordnungen niedergelegt und ihre Einhaltung ex-post überprüft. Der Bundesrat hat sich für eine ex ante-Einzelfallgenehmigung von Bedingungen und Entgelten ausgesprochen. Die Bundesregierung schlägt in ihrer Gegenäußerung vor, dass bis zur Einführung eines Anreizsystems Entgelterhöhungen ex ante genehmigt werden müssen.

Entscheidend für das Ziel einer strengen Aufsicht und effektiven Netzregulierung ist, **wie** die Entgelte kalkuliert werden und **dass** sie von einer mit weitreichenden Befugnissen ausgestatteten Regulierungsbehörde kontrolliert werden.

Wichtig ist vor allem, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt die im EnWG-Entwurf angelegten Instrumente des Vergleichsverfahrens und der Anreizregulierung bundesweit einheitlich durchgeführt werden und die Ergebnisse für die Netzbetreiber bindend sind.

Dabei hat die ex ante-Aufsicht den Vorteil, dass die Beweislast dann generell beim Netzbetreiber liegt. Dies führt zu einem höheren Mitwirkungsinteresse und kann

damit zu einem schnelleren und durchgreifenderen Einfluss auf die Netzentgelte führen.

Gleichwohl sehen wir bei einer vollständigen ex ante-Regulierung die Gefahr, dass die Regulierungsbehörde zu Beginn ihrer Arbeit mit Anträgen „überschüttet“ würde und daher die Instrumente Vergleichsverfahren und (später) Anreizregulierung innerhalb einer zu erwartenden üblichen Bearbeitungsfrist von wenigen Monaten nicht anwenden könnte. Bei einer ex ante-Regulierung müssen die Genehmigungen daher unter Vorbehalt oder auf maximal ein Jahr befristet ausgestellt werden.

Der Vorschlag der Bundesregierung, dass bis zur Einführung einer funktionierenden Anreizregulierung Entgelterhöhungen ex ante genehmigt werden müssen, die sonstige Missbrauchsaufsicht aber als ex post-Verfahren durchzuführen, könnte ein Kompromiss sein. Dies sollte aber explizit in Übergangsbestimmungen des EnWG aufgenommen werden.

5. Vergleichsverfahren

Wir begrüßen, dass das Gesetz die Durchführung eines Vergleichsverfahrens vorgibt. Das Verfahren bedeutet eine Beweislastumkehr bei Netzbetreibern, deren Entgelte oberhalb der Vermutungsschwelle liegen. Maßstab für diesen Vergleich sollte nicht wie bislang vorgesehen die „energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung“, sondern die „effizienten Leistungsbereitstellung“ sein. Ein unternehmensinterner Weg kann zu minimalen Kosten – also rationell – verfolgt werden und doch bei externer Betrachtung, ob die geltend gemachten Kosten für einen effizienten Betrieb der Netze auch wirklich notwendig gewesen wären, ineffizient sein. Der Begriff der „effizienten Leistungsbereitstellung“ wird auch in anderen Regulierungsgesetzen (z.B. TKG) und in der EU-Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel verwendet.

Die für das Vergleichsverfahren im EnWG-E vorgesehene Vermutungsschwelle, die beim Durchschnitt der Netzbetreiber ansetzt, ist für eine effiziente Missbrauchskontrolle zu niedrig (§ 21 Abs. 4). Ein solches Verfahren bliebe hinter dem kartellrechtlichen Vergleichsmarktkonzept zurück. Die Entgelte müssen sich an den besten Netzbetreibern orientieren. Die Missbrauchsvermutung sollte daher bereits gelten, wenn Netzentgelte über dem Durchschnitt der 50% kostengünstigsten Netzbetreiber liegen.

6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Aussagekräftig sind nur im Wettbewerb gebildete Preise. Dieser Wettbewerb kann bei den Netzen nur durch eine dynamische Anreizregulierung simuliert werden. Die Netzentgelte müssen durch einen Effizienzvergleich (Benchmarking) der Netzbetreiber ermittelt werden und im Laufe der Zeit mit dem Produktivitätsfortschritt sinken. Um eine aussagekräftigere Datenbasis zu erhalten, müssen dabei für die oberen Spannungsebenen (110 kV und höher) auch Netzbetreiber aus dem umliegenden Ausland einbezogen werden. Die Netzbetreiber erhalten auf diese Weise Anreize, die Netze effizient zu erstellen und zu betreiben und so die Kosten zu senken. Qualitätsstandards sichern eine angemessene Versorgungsqualität.

Wir begrüßen den Vorschlag der Bundesregierung, durch das Gesetz der Regulierungsbehörde den Auftrag zu erteilen, ein solches System zu entwickeln und ab dann die

Entgelte einem entsprechenden Verfahren zu unterziehen. Die dafür vorgesehenen zwei Jahre sind aus unserer Sicht jedoch zu lang.

7. Garantie von Versorgungsqualität: Investitionen (Sicherstellung, dass notwendige Investitionen getätigt werden / ggf. befristete Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung)

Die Versorgungssicherheit ist auch für unsere Branche sehr wichtig. Versorgungssicherheit und effiziente Netzbetrieb müssen aber kein Widerspruch sein.

Die Netzbetreiber müssen in der Lage sein, in die Netze zu investieren, um die Netzqualität zu erhalten – sie müssen dabei jedoch so effizient wie möglich vorgehen. Die aktuellen Entgelte beinhalten ein großes Senkungspotenzial, das ausgeschöpft werden kann, ohne die heutige Versorgungssicherheit zu reduzieren. Die große Streuung der Entgelte vergleichbarer Netzbetreiber zeigt, dass es Netzbetreiber gibt, die ihre Kosten korrekt zuordnen und effizient arbeiten – und andere, für die das nicht gilt. Obwohl die Entgelterlöse seit 1998 angestiegen sind, investieren die Netzbetreiber immer weniger. Nach Schätzungen wurden 2003 nur ca. 10% der Erlöse re-investiert. Das wirft die Frage auf, ob sich rund 90% der Entgelthöhe mit laufenden Kosten begründen lassen.

Damit Investitionen und Kosten übereinstimmen, muss daher die Kalkulationsmethode der Nettosubstanzerhaltung durch die Realkapitalerhaltung ersetzt werden. Die Methode des Realkapitalerhalts hat auch den Vorteil, dass sie zu schnelleren Kapitalrückflüssen als die NSE führt und daher Investitionen mehr als NSE begünstigt.

Die vom Bundesrat erwünschten Ausnahmen bei neuen Infrastrukturmaßnahmen im Gasbereich sind nur dann akzeptabel, wenn die strengen Vorgaben der EU-Gasrichtlinie vollständig übernommen werden: Investitionen müssen nachweislich zu mehr Kapazitäten und damit zu mehr Wettbewerb führen. Das entsprechende Genehmigungsverfahren muss öffentlich durchgeführt werden.

8. Haftungsregeln

Der EnWG-Entwurf sieht vor, dass in Verordnungen auch eine Haftungsbeschränkung und -begrenzung getroffen werden kann (§ 11 Abs. 2). Die zuverlässige und ununterbrochene Stromversorgung ist eine Kardinalpflicht der Netzbetreiber, da Versorgungsstörungen häufig zu großflächigen Schadensverläufen führen und komplette Produktionsketten gefährden.

- Ein Haftungsausschluss ist bei Versorgung der Industrie auf der Mittel- und Hochspannungsebene nicht akzeptabel. Dies gilt auch bei leichter Fahrlässigkeit. Nur im Niederspannungsbereich kann die Haftung auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit beschränkt werden.
- Die Haftung für vorsätzliche Verursachung darf nicht der Höhe nach begrenzt, der Schadensersatzanspruch nicht verkürzt werden. Der vollständige Ausschluss der Verschuldenshaftung in allen drei Varianten des Vorsatzes, der groben und der leichten Fahrlässigkeit ist nicht sachgerecht.
- Gesetz bzw. Verordnungen müssen eine Beweislastumkehr vorsehen, da der Geschädigte in aller Regel nicht in der Lage ist, das Verschulden des Netzbetreibers für einen Schaden nachzuweisen.

9. Transparenz

An dieser Stelle verweisen wir auf andere Stellen, an denen wir das Thema Transparenz behandeln:

- **Unbundling:** mehr Transparenz durch schnelleres operationelles Unbundling
- **Netzsystemdienstleistungen:** Die in den Entwürfen zu Gesetz und Verordnungen vorgesehenen Veröffentlichungspflichten genügen nicht. (s. Strom und Gas).
- **Gleichzeitigkeitsfunktion:** Veröffentlichung der Ermittlung der sich ergebenden Gleichzeitigkeitsgeraden.

10. Energieeffizienz

./.

11. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

./.

12. Unbundling

Die Trennung des Netzes von anderen Aktivitäten eines integrierten EVUs ist eine wesentliche Voraussetzung, um Quersubventionierung und Informationsasymmetrien zu unterbinden. Ein fairer und diskriminierungsfreier Netzzugang ist nur möglich, wenn relevante Informationen zugänglich sind. Ausnahmeregelungen bei den Entflechtungsregelungen müssen daher so weit wie möglich vermieden werden.

- **rechtliche Entflechtung für Verteilernetze bereits mit In-Kraft-Treten des Gesetzes**
- **Mindestgrenze für die Entflechtung auf 25.000 Kunden legen**
- **Keine Ausnahmen bei LNG-Anlagen und Gas speichern**
- **Keine Fristverlängerung und mehr Transparenz beim buchhalterischen Unbundling**

Nach dem EnWG-Entwurf muss das buchhalterische Unbundling erst mit Beginn des ersten vollständigen Geschäftsjahres nach Inkrafttreten durchgeführt werden (§ 114). Dadurch würden die mit der Entflechtung beabsichtigten Effekte erst mit zweijähriger Verspätung eintreten: Da das neue EnWG erst 2005 in Kraft treten wird, bestünde die Verpflichtung erst ab dem Geschäftsjahr 2006. Tätigkeitsbilanzen und GuVs würden der Regulierungsbehörde erstmals im Frühjahr/ Sommer 2007 vorliegen. Wir fordern, dass das buchhalterische Unbundling in dem Geschäftsjahr uneingeschränkt umgesetzt werden muss, in dem die Novelle in Kraft tritt. Dies ist zumutbar, da bereits jetzt alle EVUs mit Stromnetz im Rahmen der Entgeltkalkulation nach „VV II plus“ Kostenstellen- und Kostenträgerrechnungen sowie den handelsrechtlichen Jahresabschluss aufstellen müssen. Die Netzbetreiber müssen zur Veröffentlichung ihrer Bilanzen und GuVs verpflichtet werden. Mangels entsprechender Transparenz können andernfalls die Marktteilnehmer ihre Beschwerderechte nach Art. 23 StromRL (und Art. 25 GasRL) nicht hinreichend wahrnehmen. Die Möglichkeit, durch Überprüfung der GuV „Diskriminierung, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen“ zu vermeiden, würde beeinträchtigt.

13. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde und

14. Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

Die im Gesetzentwurf vorgesehenen Eingriffsbefugnisse sind richtig und angemessen, dazu gehört insbesondere die Vorteilsabschöpfung durch die REGTP. Eine zusätzliche Vorteilsabschöpfung durch Verbände ist aber nicht notwendig.

Die eigentlichen Handlungsbefugnisse sind jedoch zu gering. Die Festschreibung von Details in Verordnungen wird nicht die Flexibilität haben, die für die dynamische Anpassung an Marktentwicklungen erforderlich ist. Inhaltlich schreibt der EnWG-E den zzt. erreichten Stand auf den Märkten fest. Nach Inkrafttreten des novellierten Gesetzes droht bis zum Monitoringbericht eine Zeitphase, in der Gesetz- und Verordnungsgeber nicht auf Veränderungen und Notwendigkeiten der Märkte reagieren können. Der neuen Regulierungsbehörde müssen daher ausreichende Gestaltungsmöglichkeiten generell und für den Einzelfall eröffnet werden. Dies gilt insbesondere für die Weiterentwicklung und Anpassung der regulatorischen Instrumente.

So wie die Bundesregierung ihr die Entwicklung eines Anreizsystems übertragen möchte, muss sie auch an vielen anderen Stellen methodische Entwicklungen (z. B. Kalkulationsgrundlagen, Strukturklassen/Vergleichsverfahren, netzübergreifendes Entry-Exit-Modell im Gasbereich) voranbringen und einzelne Parameter (z. B. Präqualifikationsverfahren bei Regelenergie, EK-Zinssatz) anpassen können.

Zusätzliche VCI-Punkte für Block 1

(aus Bundestags-Block 2 übernommen)

15. Areal/Werksnetze

In der Chemie haben sich ausgehend von der ursprünglichen Eigenversorgung Werksnetze entwickelt, über die heute auch Dritte mit Energie versorgt werden. Viele Chemieunternehmen betrachten es nicht mehr als ihr Kerngeschäft, Standorte zu betreiben, und konzentrieren sich verstärkt auf ihr eigentliches Geschäft, die Produktion von Chemieerzeugnissen. Das EnWG anerkennt, dass Werksnetze „aufgrund einer wirtschaftlich und arbeitsmarktpolitisch positiv zu bewertenden Entwicklung der Standorte“ (EnWG-Gesetzesbegründung) eine andere Bedeutung als Netze der allgemeinen Versorgung haben und daher auch anders zu behandeln sind.

Im Unterschied zu Netzen der allgemeinen Versorgung ist die Nutzung von Werksnetzen auf wenige Letztverbraucher begrenzt. Am zzt. größten Chemiestandort versorgt der Werksnetzbetreiber weniger als 100 Kunden mit Strom und Gas. Dies ermöglicht, dass die Leistung im Einzelfall immer zu verursachungsgerecht und transparent kalkulierten Entgelten angeboten wird. Die im Massengeschäft nicht mögliche Einzelfallbewertung findet hier regelmäßig statt. Um bei der Netzregulierung die Verhältnismäßigkeit zu wahren, bedarf die Nutzung von Werksnetzen nicht der Kontrolle durch die Regulierungsbehörde.

Zu Recht sieht deshalb der Entwurf eine Ausnahmenvorschrift für Werksnetze vor (§ 110). Allerdings ist die Definition der Werksnetze nicht präzise genug, um die unterschiedlichen Formen der Werksnetze sauber von Netzen der allgemeinen Versorgung abzugrenzen. Aufgrund struktureller Veränderungen haben sich einzelne Netze so

entwickelt, dass auf dem Standort nicht nur eigene und verbundene Unternehmen, sondern auch Dritte angeschlossen und über dieses Netz mit Energie versorgt werden. Daher stellt der bisher vorgesehene Negativabschluss („und nicht der allgemeinen Versorgung dienen“) nicht sicher, dass solche Werksnetze unter die Ausnahmenvorschrift fallen.

Werksnetze sollten nicht als das Gegenteil von „allgemeiner Versorgung“ definiert werden, sondern als das, was sie sind: Netze, die auf nicht-öffentlichen Wegen/Straßen der Lieferung von Energie zwischen Unternehmen des produzierenden Gewerbes an industriellen Standorten dienen.

Ein diskriminierungsfreier Netzzugang Dritter ist bei den Werksnetzbetreibern sichergestellt, da sie bereit sind, die Korrektheit ihrer Zugangsbedingungen und ihrer Entgeltkalkulationen im Einzelfall prüfen zu lassen.

16. Grundsätze der Entgeltkalkulation

Nettosubstanz- durch Realkapitalerhaltung ersetzen

Die Nettosubstanzerhaltung als Kalkulationsmethode zur Abschreibung von Anlagen bildet die realen Kosten nicht zutreffend ab und ermöglicht es insbesondere, Gewinne in den Kosten zu verstecken. Sie muss daher durch das Prinzip der Realkapitalerhaltung ersetzt werden, das dem berechtigten Anspruch der Kapitalgeber auf eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals vollauf genügt.

Die Nettosubstanzerhaltung orientiert sich nicht an den tatsächlichen Anschaffungskosten einer Anlage, sondern an dem jeweils angenommenen Wiederbeschaffungswert, unabhängig davon, ob eine Wiederbeschaffung überhaupt erfolgt. Aufgrund der langen Nutzungsdauern der Netze über mehrere Jahrzehnte erfolgt häufig aber keine oder jedenfalls keine identische Wiederbeschaffung eines Anlageguts (etwa bei Rückbau infolge von Überkapazitäten, oder weil im Zuge des technischen Fortschritts alte Anlagen durch andersartige, kostengünstigere Anlagen ersetzt werden). Dies hat zur Folge, dass die Differenz zwischen abgeschriebenem Wiederbeschaffungswert und den tatsächlichen Anschaffungskosten als Gewinn ausgeschüttet werden kann. Dies entspricht nicht den Zielen des Gesetzes. Dies könnte nur durch sehr hohen Kontrollaufwand durch die Regulierungsbehörde vermieden werden. Das Ziel einer schlanken Regulierung würde verfehlt.

Das Prinzip der Realkapitalerhaltung hingegen bietet eine höchstmögliche Transparenz und vermeidet die mögliche Diskrepanz zwischen tatsächlichem und (nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung) kalkuliertem Reinvestitionsbedarf. Sie ist übrigens auch bei der Vergabe öffentlicher Aufträge, bei denen kein wettbewerblicher Markt besteht, gesetzlich vorgeschrieben.

Oft wird gegen die Realkapitalerhaltung vorgebracht, ein Übergang von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung führe entweder zu steigenden Netzentgelten oder zu einer Finanzierungslücke des Netzbetreibers. Dieses Argument beruht zum einen auf der Annahme, dass die zurzeit existierenden Anlagen seit Beginn ihrer Lebensdauer nach dem System der Nettosubstanzerhaltung abgeschrieben wurden. Dies ist jedoch falsch: So wurde in der Erdgaswirtschaft in der Vergangenheit noch nie nach dem System der Nettosubstanzerhaltung kalkuliert, sondern nach dem Prinzip der Anlegbarkeit. Auch im Strombereich galten jahrelang völlig andere Kalkula-

tionsprinzipien (Anlegbarkeit, Konkurrenz durch Eigenzeugung). Zum anderen lässt sich ein Übergang realisieren, der keine steigenden Netzentgelte bedeutet und zu keinen erheblichen Finanzierungslücken führt. Um in Einzelfällen möglicherweise auftretende Härten zu vermeiden, könnte eine Ausnahmeregelung vorgesehen werden: Für Anlagen, die nachweislich von Anfang an nach Nettosubstanzerhaltung abgeschrieben wurden, können die Netzbetreiber weiterhin dieses Verfahren anwenden. Dazu müssen sie natürlich nachweisen, dass den kumulierten Abschreibungen auch entsprechende Investitionen gegenüberstehen.

Block 2: Themenschwerpunkte Strom

1. Kalkulation der Netznutzungsentgelte

- Nettosubstanz- durch Realkapitalerhaltung ersetzen (s. Block 1, Punkt 16)
- Der EK-Zinssatz sollte normativ nur für wenige Monate vorgegeben werden. Wir begrüßen daher, dass nach neuester NEVO vorgesehen ist, der Regulierungsbehörde zum 1.1.2006 die Kompetenz zu übertragen, diesen Zinssatz den Marktgegebenheiten entsprechend dynamisch anpassen zu können.
- Die explizite oder (im Gesamt-EK-Zinssatz festgelegte) implizite Berücksichtigung eines Wagniszuschlags lehnen wir ab. Zumindest aber muss er auf ein deutlich niedrigeres Niveau als bislang vorgesehen reduziert werden, da durch die vorgesehene periodenübergreifende Saldierung das Risiko einer Kostenunterdeckung praktisch ausgeschlossen ist.
- Keine Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) Das EnWG muss sicherstellen, dass Baukostenzuschüsse künftig nicht mehr erhoben werden. BKZ dienen vor allem dazu, dass der Netznutzer einen Teil der Netzinvestitionen vor- oder auch nachfinanziert. Bei kostenorientierten Entgelten haben BKZ heute keine Berechtigung mehr, da sie dem Gebot der Kosten- und Entgelttransparenz widersprechen. Da die Netzbetreiber die Möglichkeit, BKZ zu erheben, unterschiedlich nutzen, verhindern sie die Vergleichbarkeit der Netzentgelte im nationalen und internationalen Vergleich. Damit können BKZ zur Diskriminierung führen und mehr Wettbewerb verhindern.

Für eine Steuerungswirkung sind BKZ nicht erforderlich, weil die direkten Anschlusskosten einen wesentlich wirkungsvolleren Anreiz bieten, Anschlussleitungen nicht überzudimensionieren. BKZ müssen durch erlösneutrale Kostenelemente ersetzt werden. Eine Steuerung kann durch zeitlich befristete Take-or-pay-Klauseln – also die Verpflichtung des Käufers, einen bestimmten Prozentsatz der Jahresvertragsmenge unabhängig davon zu bezahlen, ob diese Mengen tatsächlich abgenommen worden sind – in Netznutzungsverträgen zuverlässiger erreicht werden.

Die Einführung von entsprechenden Kostenelementen muss bundeseinheitlich erfolgen und durch die Regulierungsbehörde überprüft werden können. Bereits gezahlte BKZ müssen ab MS-Ebene aufwärts anschlussindividuell aufgelöst werden. Die in den Verordnungsentwürfen vorgesehene Ungleichbe-

handlung von Einspeise- und Entnahmeanschlüssen ist nicht gerechtfertigt.

- Bei der Durchführung eines Vergleichsverfahrens sollte kein Strukturmerkmal Ost/West verwendet werden. Zumindest aber sollte die Regulierungsbehörde die Möglichkeit erhalten, bereits ab In-Kraft-Treten des neuen EnWG über die Verwendung dieses Strukturmerkmals zu entscheiden und nicht erst ab 2007.

2. Stromhandel

Ziel des Gesetzes ist funktionierender Wettbewerb bei den Produkten Strom und Gas. Dazu muss ein liquider und börsenfähiger Stromhandel ermöglicht werden. Aus Sicht der Chemie sollten sich das EnWG und seine Verordnungen aber nur auf die Regulierung der Netze inklusive der Netzsystemdienstleistungen beschränken. Dazu muss aber die Netzregulierung effektiv erfolgen, Transparenz gewährleistet sein und Quersubventionierungen ausgeschlossen werden.

3. Grundversorgung /Ersatzversorger

./.

4. Regelenergie

Regel- und Verlustenergie: Angebotsseite stärken, Nachfrage reduzieren

Der Beschaffungsmarkt für Regel- und Verlustenergie wird durch wenige Anbieter beherrscht, vor allem von den vier EVUs mit Übertragungsnetzen. EnWG und Zugangsverordnung müssen sicherstellen, dass die Beschaffung von Regelenergie wirtschaftlich effizient erfolgt. Das preistreibende Missverhältnis zwischen Angebot und Nachfrage muss durch regelzonenübergreifende Bedarfsermittlung und Ausbau des Angebots reduziert werden. Zur Schaffung von Wettbewerb zwischen den dominierenden Regelleistungsanbietern ist ein regelzonenübergreifendes Ausschreibungsverfahren bei Beschaffung und Einsatz erforderlich. Regelenergieeinsatz „gegeneinander“ muss verhindert werden. Die Leistungsanforderungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt müssen so ausgestaltet werden, dass möglichst viele kleinere und industrielle Anbieter an den Ausschreibungen teilnehmen können.

Der Gesetzentwurf verpflichtet die ÜNB, zur Senkung des Regelenergieaufwands zusammenzuarbeiten und dazu die Ausschreibung über eine gemeinsame Internetplattform durchzuführen. Dies ist ein erster Schritt in die richtige Richtung.

Allerdings setzen die Verordnungsentwürfe diese Grundlage nicht um. Die im neuesten Verordnungsentwurf vorgesehene Gleichzeitigkeit der Ausschreibungen in den einzelnen Regelzonen würde sogar im Gegensatz zu diesen Zielen bedeuten, dass ein Anbieter nur bei einer Regelzone anbieten kann. Dies führt zu einer weiteren Verknappung des Angebots und damit gerade nicht zur dringend benötigten Stärkung der Angebotsseite.

Die vorgesehene Möglichkeit der Regulierungsbehörde, Vorgaben für die Ausschreibung zu machen, ist richtig. Allerdings müssen mit In-Kraft-Treten bereits erste Vorgaben gemacht werden. Dazu sollten als Basis die Bedingungen des Transmission Code verwendet werden. Es genügt nicht, bis zu einer Festsetzung durch die Regulie-

rungsbehörde die ÜNBs die Bedingungen festlegen zu lassen. In der derzeitigen Praxis weichen die ÜNB für die Präqualifikation von den im Transmission Code festgelegten Bedingungen ab, indem weit darüber hinausgehende Anforderungen gestellt werden. Markteinschränkende Interpretationsspielräume müssen konkretisiert werden.

- Zur Schaffung von Wettbewerb zwischen den dominierenden Regelleistungsanbietern ist ein regelzonenübergreifendes Ausschreibungsverfahren bei Beschaffung und Einsatz erforderlich; kein Regelenergieeinsatz „gegeneinander“
- Möglichst viele, auch kleinere und industrielle Anbieter von Regelenergie (über Kraftwerks- oder Abwurfleistung) müssen an der Ausschreibung teilnehmen können. Dazu sind im Strombereich deutlich anbieterfreundlichere Präqualifikationsverfahren nötig, ggf. auch unter Inkaufnahme höheren technischen Aufwands für das online Einsatzmanagement, jedoch unter Berücksichtigung eines wirtschaftlich vertretbaren technischen Aufwands insbesondere bei kleineren Bereitstellerleistungen. Durch die Erschließung des Regelenergiemarktes können geeignete Anbieter deutliche Kostensenkungen in ihrer gesamten Energiebeschaffung erreichen. Darüber hinaus sollte die erforderliche Präqualifikation für einen schnellen Zugang von Anbietern zum Regelenergiemarkt auf max. 1 Monat begrenzt werden.
 - Die vorgegebenen Mindestleistungen müssen mindestens auf das im Transmission Code festgelegten Niveau reduziert werden: bei Primärenergie von 10 auf 2 MW und bei Sekundärenergie von 20 auf 10 MW.
 - Pooling bei der Sekundär- und Minutenreserve zur Erreichung der Mindestleistung muss ermöglicht werden.
 - Pooling von Sekundärreserve sollte regelzonenübergreifend zugelassen werden, da ohnehin jede Anlage online beim jeweiligen Vertrags-ÜNB aufgeschaltet wird
 - Es muss möglich sein, die Teilnahmevoraussetzungen über Regelenergiepools zu erfüllen: sowohl in Hinblick auf die Leistungsbündelung zwecks Erreichen der Mindestleistung als auch bei technischen Vorgaben wie z.B. der Einhaltung von Laständerungsgeschwindigkeiten einer Anlage. Erst das Pooling technischer Eigenschaften zur gemeinsamen Erfüllung der technisch notwendigen Regelenergielieferanforderungen gewährleistet die Erschließung der insbesondere im industriellen Bereich vorhandenen Leistungsressourcen.
- Vollständige Transparenz (bei Mengen und Preisen) und marktgerechte Beschaffung aller Leistungen vom Strommarkt, insbesondere bei Verlustleistung und „Stundenreserve“ in Verbindung mit dem EEG.
- Auch Verlustenergie muss bei Strom bundeseinheitlich und regelzonenunabhängig ausgeschrieben werden.

4a. Transparenz

Auf eine flächendeckende Einzelkontrolle und damit eine aufgeblähte Regulierungsbehörde kann nur verzichtet

werden, wenn für die Netznutzer bei den wesentlichen Vorgängen im Netz Transparenz besteht. Ineffizientes bzw. missbräuchliches Verhalten muss so eindeutig erkennbar sein, dass eine ausreichend begründete Beschwerdeführung bei der Regulierungsbehörde möglich ist. Dies betrifft vor allem

- die Festlegung der Gleichzeitigkeitskurven in einer Gruppenkalkulation,

Die Netzbetreiber müssen verpflichtet werden, die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsgeraden detailliert darzulegen. Fraglich ist, ob es eine Festlegung auf einen Schnittpunkt von zwei Geraden bei 2.500 h geben muss. Eine Kurve mit mehreren "Knickpunkten" könnte Sinn machen, wenn dies der besonderen Situation des Netzbetreibers entspricht.

- die eingesetzte Regelenergie im Sekundenraster (saldierte 15-Minuten-Intervalle besitzen keinerlei Aussagekraft),
- Mengen und Preise von Regel- und Verlustenergie
- die Veröffentlichung der Jahreshöchstlast und des Lastverlaufs jeder Spannungsebene als 15-Minutenwerte
- die Lastflüsse auf 110 kV-Ebene und höher
- Auslastung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten; Belegung der Kuppelstellen durch angemeldete Fahrpläne, Altverträge und Reserve
- technische Verfügbarkeit der Netzkapazitäten
- Ergebnisse der Auktionen von Übertragungsnetzkapazitäten
- Windeinspeisungen sowie
- Kraftwerksdaten (Kapazitäten, Zu- und Abbauten,).

5. Dezentrale Einspeisung/Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte muss auf Gesetzesebene vorgesehen werden. Dabei sollte vorgegeben werden, dass maßgeblich für die vermiedenen Entgelte alleine die physikalische Entlastung im Netz sein darf.

Dezentrale Erzeugungsanlagen (mit Ausnahme von EEG-Anlagen und solchen KWK-Anlagen, deren Vergütung nach individueller Vereinbarung mit dem Netzbetreiber geregelt ist) müssen vom Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt erhalten, das den durch die Einspeisung eingesparten Entgelten entspricht. Maßgeblich für die vermiedenen Entgelte darf alleine die physikalische Entlastung im Netz sein. Insofern muss bei einer Auszahlung von Geldmitteln durch den Netzbetreiber zu Lasten der sonstigen Netzentgelte sicher gestellt sein, dass

- die Auszahlungen transparent, diskriminierungsfrei und in der Höhe erfolgen, in der die betreffende Einspeisung tatsächlich die Kostenbelastung aus den entlasteten Netzen verringert;
- die Summe der Auszahlungen in ihrer Höhe der Gesamtersparnis bei der Kostenbelastung aus dem entlasteten Netz entsprechen.

Neben der Verankerung der Vergütung dezentraler Einspeisung über standardisierte Regelungen – im Normalfall in den vorgelagerten Netzebenen – sollte in besonders begründeten Einzelfällen auch eine diskriminierungsfreie, individuelle Regelung mit anteiligen Netzkosten möglich sein, um im Einzelfall eine angemessene Entgeltermittlung für eindeutig zuordenbare eingesparte Netznutzungsentgeltanteile berücksichtigen zu können. Dies sollte möglich, allerdings mit der Regulierungsbehörde abzustimmen sein.

Die im neuesten VO-Entwurf vorgesehenen Regelungen tragen diesen Zielen Rechnung. Dies gilt insbesondere bei Berücksichtigung von § 19 Abs. 4 des neuesten Entgelt-Verordnungsentwurfs.

6. Contracting und

7. Arealnetze

Industrielle Werksnetze sollten von den Anforderungen des EnWG weitgehend freigestellt werden, wie in § 110 EnWG-E vorgeschlagen. Zur VCI-Positionierung zur Definition eines industriellen Werksnetzes s.o. (Block 1).

Die im Rahmen der EnWG-Novellierung vorgesehene Einführung einer Definition von Werksnetzen gibt die Gelegenheit, auch beim EEG diese Unterscheidung zu nutzen.

Das derzeit gültige Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bezieht Strom aus industriellen KWK-Anlagen in die bundesweite Ausgleichsregelung (§ 14 EEG) ein – selbst dann, wenn dieser KWK-Strom nicht in Netze der „allgemeinen Versorgung“ eingespeist, sondern innerhalb von „Werksnetzen“ erzeugt, geliefert und in der Produktion eingesetzt wird. Gleichzeitig wird dieser Strom bei der KWK-Förderung aber nicht berücksichtigt. Im Ergebnis wird eine hocheffiziente, nicht geförderte und dezentrale Stromerzeugung mit der EEG-Umlage belastet. Dies widerspricht dem Ziel, generell den Anteil an dezentraler Stromerzeugung zu erhöhen.

Wir schlagen daher vor, auch bei der EEG-Ausgleichsregelung zwischen Netzen der allgemeinen Versorgung und Werksnetzen zu differenzieren:

KWK-Strom in Werksnetzen, der nicht in die allgemeine Versorgung gelangt und daher auch nicht nach KWK-G gefördert wird, sollte nicht mit der EEG-Umlage belastet werden.

8. Stromkennzeichnung

./.

9. Anschlusspflicht bei KWK-Anlagen

Vorrangkonflikt zwischen EEG und KWKG

Dezentrale Stromerzeugung hat einen hohen Stellenwert. Mit der Konkurrenz von EEG und KWKG-Gesetz kann in einzelnen Fällen ein Konflikt entstehen, in den die Anlagenbetreiber und der jeweilige Netzbetreiber unverschuldet geraten können. Dabei führt die zzt. gesetzlich geregelte Vorrangregelung des EEG dazu, dass KWK-Einspeiser im Zweifelsfall zurücktreten müssen.

An einem Chemiestandort in Brandenburg wird eine KWK-Anlage betrieben. Die gesamte Produktion am Standort ist von einer kontinuierlichen Erzeugung von Prozesswärme und -dampf abhängig. Daher wird die KWK-Anlage hocheffizient nach dem Wärmebedarf ausgerichtet, und anfallender Überschuss-Strom wird ausge-

speist. Der massive Ausbau von EEG-Anlagen führt dazu, dass der Netzbetreiber bereits für Sommer 2005 die reduzierte Einspeisung aus der KWK-Anlage angekündigt hat. Dies führt beim KWK-Einspeiser dazu, dass seine komplette Investitionsrechnung nicht mehr aufrecht zu erhalten ist. Die industrielle Produktion am Standort würde in Frage gestellt.

KWK- und EEG-Strom müssen gleichgestellt werden. Dadurch wird erreicht, dass im Falle von Engpasssituationen primär die Einspeisung von konventionell auf Kondensationsbasis erzeugtem Strom eingeschränkt wird. Darüber hinaus soll für den Fall, dass in Einzelfällen dennoch zwischen KWK- und EEG-Strom entschieden werden muss, der Netzbetreiber die Möglichkeit haben, unter Einschaltung der Regulierungsbehörde in Abwägung einer Mehr- oder Minderbeeinträchtigung der Umwelt und der wirtschaftlichen Interessen, sich fallweise für KWK- oder EEG-Strom zu entscheiden.

10. Schiedsstelle für Streitigkeiten betr. EEG-Umlage und Anschluss von EEG-Anlagen

./.

Zusätzliche VCI-Punkte für Block 2:

11. Engpassmanagement

Anders als vorgesehen, müssen auf Gesetzebene im EnWG die grundlegenden Bestimmungen zum Umgang mit Netzengpässen enthalten sein. Wie die Begründung zum neuesten Entwurf der Entgeltverordnung darstellt, sollten sich die Regelungen an der EG-Verordnung 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Stromhandel orientieren. Kapazitätshortung muss unzulässig sein.

- Beseitigung von Engpässen

Engpässe sind vorrangig durch technische oder betriebliche Maßnahmen, etwa Schalthandlungen, zu beseitigen. Dauerhafte Engpässe sind gemäß EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel durch marktwirtschaftliche Mechanismen zu beheben.

- Transparenz bei der Engpassbewirtschaftung schaffen

Bei der Engpassbewirtschaftung müssen die Netzbetreiber zur unverzüglichen Veröffentlichung der auftretenden Engpässe und geplanten Maßnahmen zu ihrer Behebung verpflichtet werden.

- Zweckbindung der Erlöse aus der Engpassbewirtschaftung

Erlöse aus der Bewirtschaftung von Engpässen (Auktionen) müssen zweckgebunden zur Beseitigung des entsprechenden Engpasses verwendet werden. Davon darf nur abgewichen werden, wenn es sich nicht um einen strukturellen, sondern lediglich um einen temporär auftretenden Engpass handelt, so dass aus gesamtwirtschaftlicher Sicht größere Investitionen in eine dauerhafte Beseitigung des Engpasses mangels Nachfrage nicht gerechtfertigt erscheinen.

12. Sonderfälle der industriellen Netznutzung

Individuelle Anschlussfälle („singulärer Großkunde“) berücksichtigen

Industrielle Anschlüsse sind häufig so aufgebaut, dass der gesamte Strombedarf im Regelfall aus Anschlussleitungen bezogen wird, die z. B. bis zur nächsten Um-

spannungstation führen und vom Netznutzer in Form von Anschlusskosten vollständig finanziert wurden.

In solchen Fällen wird in der heutigen Praxis nur der Tarif dieser nächsten Umspannebene angewendet; die Kosten der Anschlussleitungen werden separat und transparent an den Netznutzer verrechnet.

- Dies muss auch durch Gesetz und Verordnungen geschützt werden: Wenn bestimmte Netzanlagen für einen Netznutzer errichtet oder ausschließlich von einem Netznutzer genutzt werden, so muss dieser Netznutzer nur die Entgelte für die Netz- bzw. Umspannebenen entrichten, die vor den ausschließlich genutzten Betriebsmitteln („singulärer Großkunde“) liegen. Das Bestehen einer Noteinspeisung von einer niedrigeren Spannungsebene, die im Normalbetrieb nicht genutzt wird und im Notfall unter Umständen auch nicht den vollständigen Leistungsbedarf bereitstellt, darf hieran nichts ändern.
- Die Förderung nach dem KWK-Gesetz setzt eine Einspeisung ins öffentliche Netz voraus. Ein industrieller KWK-Betreiber muss daher seine modernisierte Anlage meist separat an die (von ihm ansonsten exklusiv genutzte) Sammelschiene anschließen. Die Netzbetreiber tarifieren dann oft so, als ob Einspeisung und Entnahme an verschiedenen Orten erfolgt. Hierdurch entstehen dem Netznutzer Zusatzkosten aus der Netzentgeltverrechnung, die einen erheblichen Teil der KWK-Förderung aufzehren würden und die beim Netzbetreiber als Zusatzgewinn hängen bleiben.
- Die im neuesten VO-Entwurf hierzu vorgesehenen Regelungen sind weitgehend geeignet, diesen Zielen Rechnung zu tragen. Allerdings sollte die Bedingung in §19 Abs. 3 (Betriebsmittel ausschließlich von einem Netznutzer genutzt) im o.g. Sinne (erstes Tired) erweitert werden. Wichtig ist, dass – wie zzt. vorgesehen – die Regelungen obligatorisch ausgestaltet werden.

„Atypische Netznutzung“: Netzentlastendes Verhalten unterstützen

Bei industriellen Stromverbrauchern existieren erhebliche, bislang noch wenig genutzte Möglichkeiten, die Zeiten der höchsten Netzbelastung zu meiden. Wenn diese genutzt würden, könnten die Netze effizienter ausgelastet und Netzausbaukosten vermieden werden.

Die Kostenwälzung basiert auf dem individuellen Beitrag eines Netznutzers zur Jahreshöchstlast des Netzes. Der sinnvolle Anreiz, den eigenen Beitrag zur Jahreshöchstlast zu senken, geht jedoch verloren, wenn – wie bisher praktiziert und in der Netzentgeltverordnung vorgesehen – die Netzbriefmarke mit Hilfe von intransparent erstellten Gleichzeitigkeitskurven in Leistungs- und Arbeitspreis umgesetzt wird und trotz vorhandener Ausnahmeregelung (NEVO § 19 (2)) und fehlender Transparenz der notwendigen Netzbetreiberdaten eine Anwendung der Ausnahmeregelung unmöglich gemacht wird.

Um netzentlastendes Verhalten zu fördern und damit volkswirtschaftlich unnötige Kosten zu sparen, müssen Tarife ermöglicht werden, die bei entsprechenden Steuerungsmöglichkeiten dem Beitrag zur Jahreshöchstlast entsprechen. Hierzu liefert der Paragraph § 19 (2) einen wichtigen Beitrag. Es muss aber in der Verordnung ge-

währleistet werden, dass diese Regelung auch „leben“ kann.

Netzreserveleistung: Dezentrale Einspeisung unterstützen

Betreiber von (meist KWK-basierten) Eigenerzeugungsanlagen haben sporadisch (bei Anlagenstillstand) einen erhöhten Leistungsbedarf bei der Netznutzung („Reserveleistung“). Da gemäß der Gleichzeitigkeitskurven die Netzentgelte in zwei verschiedene Leistungspreisbereiche (unter und über 2500 Benutzungsstunden) aufgeteilt werden, sind Eigenerzeuger, die nur einen Teil des Eigenbedarfs regelmäßig decken, für diese Reserveleistung deutlich höher belastet, als solche, die ihren gesamten Eigenbedarf selbst erzeugen.

Um diese Diskriminierung zu vermeiden, muss die Regulierungsbehörde die Kompetenz erhalten, eine Sonderregelung zur Bestellung von Reserveleistung zu entwickeln. Bis dahin sollte die zzt. hierzu praktizierte Regelung in die NEVO Strom übernommen werden.

Block 3: Themenschwerpunkte Gas

1. Zugang zu den Gasnetzen (Entry-Exit-Modell)

Für den Erdgasmarkt konnte bisher in Deutschland kein wettbewerbsgerechtes Netzzugangsmodell erzielt werden, obwohl der deutsche Gasmarkt seit 1998 formal geöffnet ist. Für einen Gasverbraucher ist es nahezu unmöglich, eine Erdgasdurchleitung praktikabel und rentabel zu organisieren. Daher begrüßen wir grundsätzlich, dass EnWG und Zugangsverordnung für den Erdgasmarkt ein transaktionsunabhängiges Entry-Exit-Netzzugangsmodell vorsehen.

Ziel des neuen Modells muss ein liquider und börsenfähiger Gashandel sein. Nur dann wird auch den Zielen der EU-Richtlinien und den Forderungen des Madrid-Forums entsprochen. Dazu müssen Gesetz und Verordnung die Bildung eigentumsübergreifender Regelzonen und Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber in Verbindung mit grundlegenden Anforderungen an das Modell (Börsenfähigkeit, Massenmarktfähigkeit) vorgeben. Die Erfahrungen in anderen EU-Mitgliedstaaten zeigen, dass dies technisch und praktisch möglich ist.

Diese Ziele und Vorgaben werden mit den vorgelegten Entwürfen zu Gesetz und Verordnung nicht erreicht. Ein effizienter und einfacher Netzzugang ist nur dann zu erreichen, wenn der Transportkunde für die Abwicklung einer Lieferung grundsätzlich nur zwei Partner auf der Netzbetreiberseite ansprechen muss – nämlich an der Einspeise- und an der Ausspeisestelle zum Endkunden. Daher muss grundlegend eine Kooperationspflicht der Netzbetreiber untereinander im Gesetz normiert werden. Das System muss weiterhin so gestaltet werden, dass der Transportkunde mit der Zahlung seines Entry-Entgelts Zugang zum gesamten deutschen Erdgasnetz erhält. Entry- und Exit-Kapazitäten müssen unabhängig voneinander buchbar sein. Dies ist in dem VO-Entwurf nicht durchgängig so formuliert.

Mögliche Engpässe an Grenzen von Bilanzzonen können und müssen durch Kooperation der Netzbetreiber minimiert werden. Die an den Koppelstellen anfallenden Entgelte sollten durch Entgeltwälzung dem Ausspeiseentgelt beim Endkunden zugerechnet werden, wie dies erfolgreich seit Jahren im Strombereich praktiziert wird.

Auch eine zusätzliche Zonenbildung auf regionaler Ebene ist unnötig und erschwert nur den Netzzugang. Sämtliche der überregionalen Ferngasebene unterlagerten Gasnetze dienen im Wesentlichen der Gasverteilung an Endabnehmer. Insofern müssen diese Netze in die auf der Ferngasebene gebildeten Zonen mit einbezogen werden. Auch hier dürfen Eigentums Grenzen nicht die Bildung weiterer Zonen begründen.

Die im Verordnungsentwurf vorgesehene Aufforderung an die Netzbetreiber, bei einem nicht ausreichenden Maß frei zuzuordnender Kapazität Managementmaßnahmen zur Erhöhung dieser Kapazität zu ergreifen – und hier zuerst vertragliche Vereinbarungen über bestimmte zugesicherte Mindestlastflüsse zu prüfen, – ist sehr zu begrüßen.

Auch bei Gasnetzen werden zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität Systemdienstleistungen benötigt (Ausgleichsenergie, Zugriff auf Speicher). Diese sollten wie im Strombereich bei den Netzbetreibern angesiedelt werden. Um den Unbundling-Vorgaben zu entsprechen, müssen die Netzbetreiber dazu u.U. benötigte Ausgleichsenergie bei Händlern auf dem allgemeinen Markt beziehen.

2. Gasspeicher

Erdgasspeicher gehören zu den Monopolbereichen der Netze. Auch die umzusetzende EU-Richtlinie fordert eine Regulierung der Gasspeicher, solange kein Wettbewerb um Speicherkapazität nachgewiesen ist. Da in Deutschland bisher kein solcher Wettbewerb herrscht, muss der Zugang zu den Erdgasspeichern daher in Gesetz und Verordnung integriert werden.

3. Gashandel

Damit ein liquider und börsenfähiger Gashandel entstehen kann, so dass Kunden zwischen verschiedenen Anbietern wählen können, müssen Gesetz und Verordnung ein börsenfähiges und massenmarktfähiges Modell vorgeben. Wichtige Bausteine sind dabei die Bildung eigentumsübergreifender Regelzonen und Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber dazu.

4. Teilnetzproblematik

Die Funktionsfähigkeit des gesamten Gasnetz-Zugangssystems in Deutschland steht und fällt mit der Anzahl der Bilanzzonen bzw. Teilnetze. Gemäß der Definition im Verordnungsentwurf bezieht sich „ein Netz“ immer nur auf die Leitungssysteme, die im Besitz eines Netzbetreibers sind. Damit wäre es den Netzbetreibern erlaubt, über 730 Zonen – die den heutigen Gebieten der Netzbetreiber entsprechen – zu errichten. Sofern noch Teilnetze innerhalb einzelner Netzbereiche gebildet werden, würde sich die Zahl der entstehenden Entry-Exit-Teilsysteme sogar noch erhöhen. Unter diesen Umständen ist kein praktikabler Netzzugang möglich, und eine Transaktionsunabhängigkeit würde nicht erreicht. So kann auch kein börsenfähiger Gashandel entstehen.

Die Zahl der Zonen muss daher von Beginn an auf eine geringe zweistellige Anzahl begrenzt und später weiter reduziert werden. Das Ziel eines einheitlichen Marktgebiets für Erdgas in Deutschland, wie diese bereits heute beim Strom durch die EEX genutzt wird, muss im Vordergrund stehen und gesetzlich verankert werden. Außerdem sind die Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber insbesondere bei der netzübergreifenden Kapazitätsermittlung und Kapazitätsbereitstellung zu erweitern und zu präzisieren.

Netzbetreiber können nach VO-Entwurf innerhalb ihrer Netze Teilnetze bilden – ohne entscheidende Einflussmöglichkeiten der Regulierungsbehörde. Um die Funktionsfähigkeit des Systems nicht zu gefährden, muss die Bildung von Teilnetzen auf Fälle von technischen Restriktionen begrenzt werden. Gerade an dieser für die Einführung von tatsächlichem Wettbewerb auf dem Gasmarkt entscheidenden Schlüsselstelle des Netzzugangssystems muss dem Regulator ein größerer Gestaltungsspielraum eröffnet werden.

5. Kalkulation der Netzzugangsentgelte

Die Angemessenheit der Netznutzungsentgelte muss auch für den Erdgasbereich sichergestellt sein. Die für den Strom vorgesehenen Regelungen zur Entgeltbestimmung müssen in gleicher Weise auch für den Erdgasbereich eingeführt werden. Es gibt keine inhaltlichen Gründe für eine unterschiedliche Behandlung von Strom- und Gasnetzen.

Im EnWG müssen daher analog zum Strom Regeln mit den drei folgenden Elementen festgeschrieben werden:

- Kostenorientierte Entgeltkalkulation
- Vergleichsmarktsystem
- Anreizregulierung

Damit das Netzzugangssystem auch praktikabel zu handhaben ist, muss die im Strombereich erfolgreich praktizierte Regelung der Kosten-/Entgeltwälzung auch im Erdgasbereich eingeführt werden. Hierzu sind im Gesetz bzw. in der Verordnung entsprechende Kooperationspflichten der Netzbetreiber zu verankern, so dass der Transportkunde lediglich zwei Abrechnungen für das Entry- und das Exitentgelt erhält.

6. Rucksackproblem

Der effiziente Zugang zum Erdgasnetz wird heute maßgeblich dadurch behindert, dass angebliche „kontraktuelle Kapazitätsengpässe“ den Zugang Dritter verhindern.

Das „Rucksackprinzip“ stellt zumindest sicher, dass ein Lieferantenwechsel eines bestehenden Verbrauchers sicher erfolgen kann und die für seine Versorgung erforderliche Kapazität nicht beim alten Lieferanten verbleibt, was einen Wechsel andernfalls unmöglich machen bzw. mit großen Risiken behaften könnte. Das Rucksackprinzip muss daher uneingeschränkt Anwendung finden – auf alle im Erdgasnetz bislang für die Versorgung einer Abnahmestelle verwendeten Kapazitäten vom Ausspeisepunkt zurück bis zur Grenzübergangsstelle. Ausnahmen vom Rucksackprinzip dürfen nur zugelassen werden, wenn diese in Zusammenhang mit Vertragspflichten aus Take or pay-Verträgen stehen. Weitere Ausnahmen, etwa um dem bisherigen Lieferanten uneingeschränkt die Erfüllung anderer vertraglicher Pflichten zu ermöglichen (z.B. zum Füllen von Speichern), dürfen nicht zugelassen werden.

7. Differenzmengen/Regelenergie

Auch bei Erdgas muss Ziel sein, einen Wettbewerbsmarkt für Bilanzenergie zu ermöglichen, um auch hier die volkswirtschaftlichen Kosten von Bilanzenergie zu minimieren.

Dazu muss – wie in Großbritannien – ein Intra-Day-Markt mit niedrigen Eintrittsschwellen für die Teilnahme eingerichtet werden, in dessen Rahmen die Bilanzabweichungen durch die Transportkunden bzw. Bilanzkreisverantwortlichen weiter reduziert werden können. Ebenso muss ein Regelenenergie-Markt mit niedrigen Eintrittsschwellen für die Teilnahme eingerichtet werden, in dessen Rahmen die regelverantwortlichen Netzbetreiber Regelenenergie für den stabilen Netzbetrieb beschaffen. Dieser Regelenenergie-Markt kann den Intra-Day-Markt mit einbeziehen. Die Bilanzzonen müssen in jedem Falle netzübergreifend über alle Netzstufen gebildet werden, was auch den netztechnischen Gegebenheiten entspricht. Die Regulierungsbehörde sollte die Kompetenz erhalten, Maßnahmen zur Förderung eines liquiden Intra-Day- und Regelenenergiemarktes zu ergreifen.

Zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise muss das symmetrische Prinzip gelten: Die Regelenenergiemengen werden im Rahmen der Bilanzkreisabrechnungen vollständig den Transportkunden zugeordnet. Für Überspeisung wird der Tages-Regelenenergiepreis vergütet, für Unterspeisung der gleiche Preis in Rechnung gestellt. Somit verbleibt dem Netzbetreiber lediglich der administrative Aufwand für Beschaffung und Verrechnung im Rahmen des Regelenenergie-Verfahrens, der über die Netzentgelte in Ansatz gebracht werden kann. Der Tages-Regelenenergiepreis ergibt sich aus der durchschnittlichen Beschaffung des regelverantwortlichen Netzbetreibers am Regelenenergiemarkt für den jeweiligen Tag.

Wie in der VV Erdgas II vereinbart, ist ein Basisbilanzausgleich in Höhe von 15% der Tagesmenge vorzusehen. Die in der Verordnung vorgesehenen niedrigeren Werte lehnen wir ab, da sie insbesondere für industrielle Kunden zusätzliche Hemmnisse für einen Marktzugang bedeuten würden. Um den Notwendigkeiten dieser Kundengruppe gerecht zu werden, ist zudem der in der VV Erdgas II vereinbarte Tagesbilanzausgleich vorzusehen.

Zur Verringerung der notwendigen Bilanzenergie ist auch die Online-Absteuerung ein sinnvolles und notwendiges Mittel. Allerdings sollten nicht unnötig hohe Auflagen dazu führen, dass dieses Verfahren für mittlere bis kleinere Industriebetriebe nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Die Teilnahme an einer Online-Messung sollte dem Kunden nach eigener wirtschaftlicher Abwägung freigestellt sein und nicht durch gesetzliche Auflagen verordnet werden. Zusätzlich sollte der Einbau von Online-Messungen dem Wettbewerb durch andere Messtechnikanbieter als dem Netzbetreiber geöffnet werden.

8. Anpassung an europäische Normen

Wie oben dargestellt, erfüllt das bislang vorgesehene Modell wegen der fehlenden Kooperationspflichten der Netzbetreiber nicht die grundlegenden Anforderungen der EU-Normen.

9. Biogaseinspeisung

Die Einspeisung von dezentral gewonnenem Biogas sollte durch das System ermöglicht werden. Wir sprechen uns deutlich aber gegen die Einführung von Quoten und einem eigenen Vergütungssystem für Biogaseinspeisung aus.

Die Chemie ist auf günstige Ergaspreise angewiesen. Daher unterstützen wir ja gerade die Ziele des neuen EnWG, auch im Gasbereich durch eine börsenfähiges Netzzugangsmodell und eine Netzregulierung Wettbewerb zu ermöglichen und damit zu niedrigeren Gaspreisen zu gelangen. Dieses Ziel darf nicht – wie im Strombereich beim EEG – partiell durch eine abnehmerfinanzierte Förderung der Einspeisung von Biogas konterkariert werden. Eine ggf. politisch gewollte Anschubfinanzierung darf nicht über erhöhte Netzzugangsentgelte oder Umlagen, sondern muss über steuerfinanzierte Modelle, zeitlich begrenzt und degressiv erfolgen.

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1527

24. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Verband deutscher Gas- und Stromhändler (EFET Deutschland)

Einleitung

EFET Deutschland begrüsst die Aktivitäten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), das mit dem Entwurf eines Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) einen wichtigen Schritt zur Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinien der EU vollzieht. Leider bleibt der vorliegende Gesetzentwurf in wesentlichen Punkten deutlich hinter der Vorgabe der EU-Richtlinien zurück, einen einheitlichen **wettbewerbsorientierten Binnenmarkt** zu schaffen.

Da die Entwicklung der EU-Binnenmärkte für Strom und Gas sich nicht wie gewünscht vollzogen hat, hatte EFET Deutschland im Rahmen der Verbändegespräche im Jahre 2003 bereits Vorschläge zur Verbesserung des Wettbewerbs erarbeitet und gemeinsam mit anderen Netznutzerverbänden (BDI, bne, VIK) zur Diskussion gestellt. Wir haben ferner dem BMWA einen EnWG-Entwurf und die Beschreibung eines an die Verhältnisse in Deutschland angepassten Entry-Exit-Modells zur Verfügung gestellt, womit wir in erster Linie ein umsetzungsfähiges, Richtlinien-konformes Netzzugangsmodell für den deutschen Gasmarkt vorgestellt haben.

EFET Deutschland ist der Verband der Gas- und Strom-Grosshandelsunternehmen und nimmt in dieser Stellungnahme nur zu den Elementen des Gesetzentwurfs Stellung, die aus Sicht des Grosshandels für die Verwirkli-

chung eines liberalisierten Grosshandelsmarktes unmittelbar wichtig sind. Eine abschliessende Beurteilung des Gesetzentwurfs ist schwierig, weil das Gesetz eine Vielzahl von Rechtsverordnungen nach sich zieht und nur im Zusammenhang mit diesen vollständig beurteilt werden kann. Darüber hinaus sei insbesondere auf die gesonderte Stellungnahme von EFET Deutschland zum Entwurf der Netzzugangs-Verordnung Strom vom 5.11.2004 hingewiesen. EFET Deutschland hält es für sehr problematisch, das Gesetz ohne hinreichende Bestimmtheit einzelner Vorgaben zu verabschieden.

Vorbemerkung

Dem Grosshandel mit Gas und Strom kommt innerhalb der Wertschöpfungskette Energie eine besondere Bedeutung zu. Zum einen dient der Handel der Risikoabsicherung der Unternehmen, zum anderen bewirkt er die Ermittlung eines fairen Preises der unterschiedlichen Strom- und Gas-Produkte. Er erzwingt damit eine marktweite Optimierung, die einen erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen und im Zusammenhang mit dem Emissionsrecht auch ökologische Vorteile durch Verlagerung der Produktion in emissionsarme Kraftwerke bringt.

Ein Nutzen der Letztverbraucher durch den Wettbewerb setzt einen funktionierenden Grosshandelsmarkt voraus. Die Regulierung des Netzzugangs hat grundsätzlich schon preismindernde Effekte auf die Netzentgelte im

Strombereich ausgeübt – ein funktionierender Grosshandelsmarkt wird denselben Effekt für die Energiepreise haben.

Das Gesetz enthält jedoch keine Verpflichtung der Netzbetreiber, einen Markt als Voraussetzung für einen funktionierenden Markt zu schaffen – das Wort Markt fehlt im Entwurf weitestgehend. Das Netz als Markt bleibt unerwähnt. Ein funktionierender Grosshandelsmarkt erfordert ein hohes Mass an Markttransparenz, d.h. den diskriminierungsfreien Zugang aller Marktteilnehmer zu preisbestimmenden Informationen. Informationspflichten und sonstige Aufgaben der Netzbetreiber sind im vorliegenden Gesetzentwurf aber nicht oder nur sehr ungenügend und ohne klare Zielbeschreibung geregelt. Teilweise unklare Einzelheiten sind lediglich im Entwurf der Netzzugangs-Verordnung zu finden.

Ebenso fehlt im Gesetzentwurf eine Behandlung des Marktmodells. Das Gesetz sollte aber im Einklang mit dem Monitoring-Bericht für den Elektrizitätsmarkt wenigstens die Konsenspositionen der Verbändevereinbarung VVII+ (Strom) festschreiben. Für den Gasmarkt haben wir mit dem Entry-Exit-Modell für Deutschland einen konkreten und schnell umsetzbaren Vorschlag zur Einführung des transaktionsunabhängigen, börsenfähigen und diskriminierungsfreien Netzzugangs vorgelegt. Die Aufgabe, Marktmodelle durchzusetzen, die den Wettbewerb und die Liquidität fördern, sollte der Bundesregulierungsbehörde (REGTP) zufallen. Ihr sollten in diesem Bereich Möglichkeiten für eine dynamische ex-ante-Regulierung eingeräumt werden. Aus Sicht von EFET Deutschland wird die gerade in der Anfangsphase der Regulierung notwendige Flexibilität der Regulierungsbehörde in dem vorliegenden Entwurf viel zu stark eingeschränkt.

EFET Deutschland würde es begrüßen, wenn im Einklang mit den europäischen Richtlinien die Bezeichnung „Wettbewerbsbehörde“ an Stelle von „Regulierungsbehörde“ gewählt würde.

[Anmerkung: Alle von EFET-Deutschland geforderten wörtlichen Veränderungen des EnWG-Entwurfes sind im Folgenden durch *Kursiv*-Schrift gekennzeichnet.]

§ 1 Zweck des Gesetzes

Die genannten Ziele („sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich und umweltverträglich“) spiegeln die Ziele der Beschleunigungsrichtlinie 2003/54/EG nicht voll wider. Absatz (1) sollte deshalb folgendermassen ergänzt werden: *„Zweck des Gesetzes ist es, in der Bundesrepublik Deutschland die rechtlichen Rahmenbedingungen für einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt für Energie zu schaffen, durch Regulierung den Wettbewerb zu fördern und dadurch eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit zu gewährleisten.“*

Nach unserer Auffassung sollten in Absatz (2) alle mit dem Gesetz verfolgten Ziele deutlich gemacht werden:

(2) Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze orientiert sich an den Zielen

1. *einen wirksamen Wettbewerb bei der Belieferung mit Elektrizität und Gas sicher zu stellen und damit ein angemessenes Energiepreisniveau zu sichern*

2. *einen langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen zu sichern,*
3. *die Interessen der Energieverbraucher zu schützen,*
4. *die effiziente Nutzung der Energieversorgungsnetze zu unterstützen,*
5. *Anreize für die Betreiber von Energieversorgungsnetzen zum Ausbau ihrer Netze zu schaffen,*
6. *die Sicherheit der Versorgung zu wahren,*
7. *transparente und diskriminierungsfreie Netzanschluss- und Netznutzungsbedingungen zu gewährleisten,*
8. *die Interoperabilität von Energieversorgungsnetzen zu sichern und die Voraussetzungen für die Bildung möglichst grosser Regelzonen zu schaffen,*
9. *ausreichende Transparenz bei allen marktpreisbildenden Parametern sicherzustellen,*
10. *die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung zu fördern und sicher zu stellen.*

§ 2 Aufgaben der Marktteilnehmer (ehemals „Energieversorgungsunternehmen“)

Alle Marktteilnehmer sind verpflichtet, im Rahmen der Vorschriften dieses Gesetzes zu einer Marktentwicklung im Sinne von § 1 beizutragen.

§ 3 Begriffsbestimmungen

Der Begriff „**Diskriminierung**“ ist nicht definiert, obwohl er grundlegende Bedeutung für alle Marktteilnehmer und das Gesetz hat. Die Definition könnte folgendermaßen lauten:

„Diskriminierend handelt ein Energienetzbetreiber, wenn er einen Marktteilnehmer ohne sachlichen Grund unmittelbar oder mittelbar unbillig behindert oder Marktteilnehmer bei gleichartigen Sachverhalten unterschiedlich behandelt.“

Der Begriff „**Transparenz**“ ist nicht definiert, obwohl er elementare Bedeutung für alle Marktteilnehmer und das Gesetz hat. Definitionsvorschlag:

„Transparenz bedeutet im Sinne dieses Gesetzes die Veröffentlichung von marktrelevanten Daten, die durch Rechtsverordnung oder durch die Regulierungsbehörde näher bestimmt werden können.“

Ziffer 6: Der Begriff „**allgemeine Versorgung**“ (§ 18) ist nicht definiert. Unklar ist der Unterschied allgemeine Versorgung – Grundversorgung.

Der Begriff „**Lieferant**“ (z.B. § 12 (4)) ist nicht definiert. Ist ein Grosshändler ein Lieferant?

Ziffer 12: „**Direktleitung**“ ... Kunden sowie *Industrie- oder Gewerbebetriebe*.

Ziffer 19: „**Fernleitung**“ ... der Kunden selbst, *dies schliesst Transite sowie den An- und Abtransport zu und von Speicheranlagen mit ein*

Ziffer 21: „**Grosshändler**“: Die Definition muss erweitert werden. Es ist unklar, ob ein „Grosshändler“ auch ein

„Netznutzer“ ist (vgl. § 28). Eine Definition könnte folgendermassen lauten:

„Grosshändler eine natürliche oder juristische Person mit Ausnahme der Betreiber von Übertragungs-, Fernleitungs- sowie Elektrizitäts- und Gasverteilungsnetzen, die Energie zum Zwecke des Weiterverkaufs (*ausser an Letztverbraucher*) kauft bzw. verkauft und das Netz im Sinne des § 3 Nr. 28 nutzt“

Grosshändler müssen in keinem Netz „ansässig“ sein.

Ziffer 23: „**Hilfsdienste**“ ...Mischungsanlagen, *Odorierungsanlagen sowie das gesamte Dispatching*, jedoch mit Ausnahme von Anlagen, *deren ausschliessliche Nutzung durch Fernleitungsnetzbetreiber zu Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich ist*.

Ziffer 24: „**Kunden**“ („Grosshändler“: *gestrichen*) Letztverbraucher und Unternehmen, die Energie kaufen oder weiterverkaufen.

Ziffer 29: Die Einschränkung der Netzpufferung auf „ausgenommen sind Einrichtungen, die Fernleitungsnetzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“ ist nicht hinreichend definiert.

Ziffer 31: „**Speicheranlage**“ ... Einrichtungen, („die ausschliesslich Betreibern von Fernleitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“: *gestrichen*) deren ausschliessliche Nutzung durch Fernleitungsnetzbetreiber zu Wahrung der Systemstabilität zwingend erforderlich ist.

Nicht definiert ist der Begriff **Dispatching** im Gasbereich. Definitionsvorschlag: „*Dispatching unterteilt sich in physisches und kommerzielles Dispatching. Das physische Dispatching umfasst die Steuerung (Druck, Mengen und Beschaffenheit) sowie die Mengenübernahme und Übergabe, die Messung bei Übernahme und Übergabe, sowie die Überwachung des Netzes entsprechend den Vorgaben des kommerziellen Dispatching. Kommerzielles Dispatching ist der Empfang und die Bestätigung von periodischen und ad-hoc-Mengenominierungen sowie Messwerten, Dispositionen, Allokationen, Auswertung der Messungen, Dokumentation und Abrechnung, die Erstellung von Fahrplänen sowie die Abwicklung der Regenergie.*“

Der Begriff „**Koordinierungsstelle**“ ist nicht definiert. Definitionsvorschlag: Siehe Monitoringbericht des BMWA vom 31.08.2003: „Für die Organisation der Bereitstellung und Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie sowie des Qualitätsmanagements ist je Regelzone eine zentrale Koordinationsstelle einzurichten. Dies muss nicht zwingend ein Transportnetzbetreiber sein.“

§ 8 Operationelle Entflechtung

Bemerkungen zu § 8 (2): Bei der operationellen Entflechtung unterscheidet der Entwurf u.a. Personen, die mit wesentlichen Tätigkeiten des Netzbetriebs betraut sind. Der Begriff der "wesentlichen Tätigkeiten" in § 8 (2) 2. bleibt aber unbestimmt, auch wenn der Gesetzentwurf insbesondere die Vermarktung von Netzkapazitäten und die Steuerung des Netzes nennt und die Begründung noch etwas weiter geht.

§ 9 Verwendung von Informationen

Die Netzbetreiber verfügen über eine Vielzahl von Informationen. Soweit es sich dabei um sensible wirtschaftliche Informationen handelt – z.B. die Fahrpläne von

Marktteilnehmern – sind diese vertraulich zu behandeln. Informationen über das Netz selbst können jedoch nicht als proprietäre Informationen behandelt werden, da sie ein natürliches Monopol betreffen.

§ 9 legt jedoch weder Informationspflichten der Netzbetreiber fest, noch ist eine Verordnungsermächtigung enthalten. Mindestforderung von EFET Deutschland ist, dass die Netzbetreiber verpflichtet werden alle relevanten Informationen über Netznutzung und Netzauslastung an die Bundesregulierungsbehörde zu geben, damit diese sie – entsprechend aufbereitet – den Marktteilnehmern zur Verfügung stellen kann. Die Regulierungsbehörde kann sich dabei auch neutraler Dritter bedienen.

Absatz (1) sollte einen Hinweis enthalten, was im Fall der Zuwiderhandlung passiert.

Absatz (2) muss noch insoweit ergänzt werden, als die Vorschrift nicht nur Informationen über die eigene Tätigkeit umfassen soll, sondern ggfs. auch Informationen, die der Netzbetreiber von Anderen erhalten hat. Die Informationen sollen auf geeignete Weise zeitnah zur Verfügung gestellt werden. Welche Informationen das im Einzelnen sind, ist im Wege der Rechtsverordnung oder durch die Regulierungsbehörde zu bestimmen.

Regelungen bezüglich der Informationspflichten der Netzbetreiber könnten alternativ auch in § 12 (Aufgaben der Netzbetreiber) definiert werden.

§§ 11...35 Teil 3: Regulierung des Netzbetriebs

Der Gesetzentwurf enthält keinerlei Aussagen zu einem bestimmten Netzzugangsmodell. Die Entscheidung zwischen unterschiedlichen Netzzugangsmodellen würde so auf den Verordnungsgeber verlagert.

Das Gesetz sollte aber mindestens das transaktionsunabhängige Netzzugangsmodell der VV II plus (Strom) festschreiben, über das bei allen Marktpartnern Konsens herrscht. Pflicht der Netzbetreiber ist es, die Voraussetzungen für einen funktionierenden Markt zu schaffen.

Bezüglich des Gasnetzes hat EFET Deutschland die Beschreibung eines für die Verhältnisse in Deutschland angepassten Entry-Exit-Modells zur Verfügung gestellt. Ein solches transaktionsunabhängiges Modell sollte im Gesetz festgeschrieben werden, da das BMWA bereits im Monitoringbericht das Kontraktpfadmodell als für den Wettbewerb ungeeignet qualifiziert hat.

§ 11 Betrieb von Energieversorgungsnetzen

(1) *Betreiber von Energieversorgungsnetzen ... auszubauen*, mit dem Ziel, jeweils einen einheitlichen, bundesweiten, börsenfähigen Marktplatz für den Handel mit Elektrizität bzw. Gas zu schaffen. *Sie haben insbesondere die Aufgaben nach den §§ 12 ... 16 zu erfüllen.*

Satz 3 ist zu streichen.

neu: Absätze (3) ... (4)

(3) *Die Energieversorgungsnetze bilden Regelzonen, innerhalb derer die Regelzonenbetreiber für den Bilanzausgleich und die Systemsicherheit verantwortlich sind. Innerhalb der Regelzonen können die handelbaren Produkte uneingeschränkt ausgetauscht werden. Durch die Einrichtung von Regelzonen bleibt das Eigentum an den Energieversorgungsnetzen unberührt. Die Betreiber der Regelzonen sind verpflichtet, miteinander mit dem Ziel zu kooperieren, den Bedarf an Ausgleichsenergie bundesweit zu minimieren.*

(4) Die Bundesregulierungsbehörde legt fest, welche Gasversorgungsnetze jeweils eine Regelzone bilden. Sie berücksichtigt dabei die sich aus unterschiedlichen Gasqualitäten ergebenden Kapazitätsbeschränkungen, die Anforderungen einer gaswirtschaftlich effizienten Leistungsbereitstellung und die Funktionsfähigkeit des Marktplatzes. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, der Bundesregulierungsbehörde alle für die Festlegung der Regelzonen notwendigen Informationen zur Verfügung zu stellen und an der Erstellung eines netzübergreifenden Gasflussmodells zur Ermittlung der verfügbaren gesicherten und unterbrechbaren Leitungskapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten innerhalb jeder Regelzone mitzuwirken. Der Nachweis von Kapazitätsbeschränkungen obliegt den Betreibern der Gasversorgungsnetze.

§ 12 Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen

In § 12 muss die Pflicht der Netzbetreiber verankert werden, alle für einen liquiden Grosshandel erforderlichen Massnahmen zu ergreifen.

Absatz (2): Die Bereitstellung „notwendiger Informationen“ ist unklar und nicht ausreichend definiert. Es geht auch nicht allein darum, den sicheren Betrieb der Netze zu gewährleisten, vielmehr fehlt eine Verpflichtung, mit den anderen Netzbetreibern nach transparenten und verbindlichen Regeln zu kooperieren mit dem Ziel, unter Wahrung der Zuverlässigkeit des Systems europaweit einen einfachen und diskriminierungsfreien Netzzugang zu ermöglichen.

(2) Betreiber von Übertragungsnetzen haben Betreibern eines anderen Netzes, mit dem die eigenen Netze technisch verbunden sind, die notwendigen Informationen bereitzustellen, um den sicheren und effizienten Betrieb, **den diskriminierungsfreien, kommerziellen Netzzugang** sowie den koordinierten Ausbau und den Verbund sicherzustellen.

Absatz (4) legt für die Netznutzer Informationspflichten fest. Die Nennung wichtiger Informationspflichten der Netzbetreiber fehlt dagegen völlig, obwohl in § 12 die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber beschrieben werden. Er sollte daher wie folgt ergänzt werden:

(5) Zur Erhöhung der Transparenz und Gewährleistung der diskriminierungsfreien Verfügbarkeit von Informationen für alle Marktteilnehmer haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen gegenüber den Marktteilnehmern sowie gegenüber der Bundesregulierungsbehörde marktpreisbestimmende Netzparameter offen zu legen bzw. öffentlich zugänglich zu machen.

Begründung: Im Wettbewerb bilden Preise eine wichtige Grundlage für Investitionsentscheidungen, da sie Signale über Knappheiten bzw. überflüssige Kapazitäten liefern. Damit haben sie für die langfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle. Die Forderung nach Transparenz der Marktdaten steht deshalb im Einklang mit § 1 (2) des Entwurfs, der die Sicherstellung von „wirksamem und unverfälschtem Wettbewerb“ fordert.

Verpflichtung der Netzbetreiber ist es, die Netznutzung diskriminierungsfrei zu gewähren. Der Gesetzentwurf gibt allerdings keinen Qualitätsstandard vor. Dies ist aber insbesondere im Hinblick auf den Intra-Day-Handel von

grosser Bedeutung. Da der Intra-Day-Handel einen wesentlichen Beitrag zur Entspannung des Regelenergie-marktes leisten kann, ist hier eine Vorgabe des Gesetzes wünschenswert. Neu einzufügen ist:

(6) Die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen sind verpflichtet, das laufende Energiehandelsgeschäft zu erleichtern, indem sie den erforderlichen Informationsaustausch mit den Netznutzern unter Nutzung modernster, dem Stand der Technik entsprechender Informations- und Datentechnik organisieren. Dabei sind einheitliche europäische Standards anzustreben. Die entsprechende Koordination auf europäischer Ebene ist Aufgabe der Wettbewerbsbehörde.

§ 13 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen

Hier sind noch zwei neue Absätze (2 und 3) zu ergänzen:

(2) Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen innerhalb einer Regelzone arbeiten eng zusammen, insbesondere bei

1. Bearbeitung von Anträgen auf Netzzugang, Zuteilung von Kapazitäten, Abschluss von Verträgen im Auftrag und im Namen des Netzbetreibers, in dessen Netz eingespeist oder aus dessen Netz ausgespeist werden soll
2. Koordination der Transportleistungen der Netzbetreiber mit dem Ziel der bestmöglichen Ausnutzung der Kapazitäten
3. Sicherstellung des physischen Ausgleichs zwischen Einspeisung und Ausspeisung innerhalb der Regelzone
4. Vermeidung und Überwindung von Engpässen innerhalb der Regelzone durch eine Koordination der Systemsteuerung
5. Vergabe begrenzter Kapazitäten nach diskriminierungsfreien, transparenten und marktorientierten Verfahren
6. Bereitstellung von Systemdienstleistungen einschließlich von Messungen
7. Erstellung einer langfristigen Kapazitäts- und Investitionsplanung
8. Erstellung von Lastprognosen zur frühzeitigen Erkennung von Ungleichgewichten
9. Zusammenarbeit mit anderen Verbundnetzen und Koordinierungsstellen im In- und Ausland

(3) Die Wettbewerbsbehörde kann die Einrichtung von Koordinierungsstellen zur Gewährleistung der Zusammenarbeit vorsehen.

(4) [ehemals (2)] ... Bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen sind insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler bzw. deren vertretende Bilanzkreisverantwortliche soweit möglich vorab zu informieren....

(7) [ehemals (5)] Über die Gründe ... zu informieren. Die Gründe sowie die durchgeführten Massnahmen sind zu veröffentlichen.

Begründung: Die Ursachen, die die Massnahmen notwendig gemacht haben, können wichtige Marktinformationen enthalten und sind deshalb für alle Marktteilnehmer von Bedeutung.

(9) [ehemals (7)] Hier sollte definiert werden, was „notwendige Vorkehrungen“ zur Vermeidung von schwerwiegenden Versorgungsstörungen sein sollen, z. B. ein zu veröffentlichtes Engpassmanagement.

Der Gesetzentwurf enthält **keine Regelung** über die Behandlung von **Netzengpässen**. Diese sollte hier getroffen werden und nicht nur in der NZVO geregelt werden. EFET Deutschland fordert dafür die Anwendung **wettbewerbsorientierter Verfahren** sowie die Thesaurierung und **Zweckbindung von Erlösen**, die den Netzbetreibern bei der Auktionierung von Engpasskapazitäten zufließen.

§ 20 Zugang zu den Energieversorgungsnetzen

(1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach *objektiven* Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen und Entgelte für diesen Netzzugang im Internet in der Weise zu veröffentlichen, *dass sie ohne weitere Verhandlungen* von den Netznutzern angenommen werden können. Sie haben den Netznutzern die für einen effizienten Netzzugang erforderlichen Informationen *diskriminierungsfrei* zur Verfügung zu stellen. *Der Informationsumfang ist durch Rechtsverordnung bzw. durch die Regulierungsbehörde festzulegen.*

(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können den Zugang nach Absatz (1) verweigern, soweit sie nachweisen, *dass sie nicht über die nötige Kapazität verfügen.* Die Ablehnung ist substantiiert in Textform zu begründen und der *Wettbewerbsbehörde zum Zwecke der Genehmigung anzuzeigen.* Die Begründung muss im Falle eines Kapazitätsmangels aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes erforderlich wären, um den Netzzugang zu ermöglichen.

Der folgende Absatz ist neu einzufügen:

(3 neu) Gewährt der Betreiber eines Energieversorgungsnetzes den Netzzugang oder ordnet die Bundesregulierungsbehörde den Netzzugang an, hat der Netznutzer damit das gesetzliche Recht erworben, die Gesamtheit der in der Regelzone liegenden Energieversorgungsnetze zu nutzen. Die Rechte und Pflichten der in Anspruch genommenen Netzbetreiber und des Netznutzers ergeben sich aus den gemäß § 20 Absatz (1) veröffentlichten oder von der Bundesregulierungsbehörde angeordneten Bedingungen und Entgelten. Der den Zugang gewährende Netzbetreiber oder die Koordinierungsstelle zieht die Entgelte für die Netznutzung im Namen der Betreiber vorgelagerter Netze ein. Die Netzbetreiber vereinbaren untereinander Regeln für den Ausgleich und die Verrechnung der vereinnahmten Entgelte.

Erläuterung: Gemeint ist eine Koordinierungsstelle gemäss BMWA-Monitoring-Bericht vom 31.08.2003. (Bundestags-Drucksache 15/1510, IV 2 b (3), S. 28)

§ 23 Erbringung von Ausgleichsleistungen

(1) Sofern den Betreibern ... zu zahlenden Entgelte *objektiv, marktbasierend, transparent ...* in Rechnung gestellt werden. Die Entgelte ... zu veröffentli-

chen.. Dabei haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen sicherzustellen, dass der Bedarf an Ausgleichsenergie so gering wie möglich gehalten wird, die Zulassungsvoraussetzungen für Anbieter von Ausgleichsleistungen auf nachweislich unerlässliche Kriterien beschränkt werden und die Aufteilung der Menge der jeweils ausgeschriebenen Ausgleichsenergie nach Volumen und Zeitraum die Teilnahme einer möglichst grossen Zahl von Anbietern zulässt.

Begründung: In den Erwägungsgründen (17) der Beschleunigungsrichtlinie Strom ist die Beschaffung von Ausgleichsleistungen auf Basis transparenter Marktmechanismen **vorgeschrieben**. Einzelheiten zur Erbringung von Ausgleichsleistungen sind lediglich im Entwurf der NZVO (Abschnitt 2) festgelegt.

(2) Die Wettbewerbsbehörde legt nach öffentlicher Anhörung unter Fristsetzung die Bedingungen oder die Methoden für die Festlegung der Bedingungen für den Netzzugang einschließlich der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen sowie die Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang fest. Sie trifft dabei insbesondere einheitliche Festlegungen zu:

- *Art und Ausgestaltung des Netzzugangs*
- *Einrichtung von Regelzonen und die hierfür von den Netzbetreibern zur Verfügung zu stellenden Informationen*
- *Begründung und Ausgestaltung der Verträge und Rechtsverhältnisse*
- *Zusammenarbeit und Pflichten der Netzbetreiber zur Ermöglichung eines effizienten Netzzugangs*
- *Einrichtung von Koordinierungsstellen*
- *Austausch der erforderlichen Daten und der für den Netzzugang erforderlichen Informationen*
- *Bildung und Abwicklung von Bilanzkreisen einschließlich der Beschaffung von Ausgleichsleistungen*
- *Zählung und Messung*
- *Standardisierung und Verwendung von Lastprofilen*
- *Bildung und Verwendung von Rücklagen für Investitionen zur Gewährleistung der Betriebssicherheit der Netze und der Beseitigung von Engpässen*

An dieser Stelle ist ein neuer Absatz zu Zählung und Messung einzufügen. Die Messung und Zählung ist grundsätzlich Aufgabe des Netzbetreibers, hat diskriminierungsfrei zu erfolgen, und sollte in einer gesonderten Verordnung geregelt werden.

§ 26 Zugang zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, zu Speicheranlagen, („Netzpufferung und anderen Hilfsdiensten“ gestrichen) im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Erdgas

Der Zugang zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen und zu Speicheranlagen (*Netzpufferung etc gestrichen*) erfolgt abweichend von § 20 ... 24 auf vertraglicher Grundlage nach Maßgabe der §§ 27 und 28, *wenn die Bundesregulierungsbehörde nach öffentlicher Anhörung feststellt, dass für das Angebot von Speicherkapazität und -dienstleistungen ein funktionsfähiger Markt entstanden ist, auf dem wirksamer Wettbewerb herrscht.* Die Par-

teien sind verpflichtet, den Zugang nach Satz 1 nach dem Grundsatz von Treu und Glauben zu vereinbaren.

§ 28 Zugang zu Speicheranlagen, Netzpufferung und anderen Hilfsdiensten

Betreiber von Speicheranlagen („und Betreiber von Gasversorgungsnetzen“: *gestrichen*) haben anderen Unternehmen den Zugang zu ihren Anlagen, („zu Netzpufferungen und Hilfsdiensten“: *gestrichen*) zu angemessenen ...

Betreiber von Speicheranlagen („und Betreiber von Gasversorgungsnetzen“: *gestrichen*) können den Zugang nach Absatz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass sie nicht über die nötige Kapazität verfügen. Die Ablehnung ist substantiiert in Textform zu begründen.

§§ 29...34 Vierter Abschnitt; Befugnisse der Regulierungsbehörden, Sanktionen

Die Kompetenzen der Wettbewerbsbehörde werden in unnötigem Masse beschränkt. Gemäss den EU-Richtlinien sind die **Wettbewerbsbehörden** „verantwortlich für Nichtdiskriminierung, echten Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren der Märkte“. Der Begriff des Marktes ist diesem Gesetzentwurf völlig fremd. Die Verantwortlichkeit der Behörde wird auf ein Monitoring, also ein Überprüfen von bestehenden Regeln beschränkt; eine Ermächtigung zur Regelsetzung fehlt. Diese liegt in der Regel beim BMWA, ggf. mit Zustimmung des Bundesrates. EFET Deutschland fordert hier eine größere Flexibilität für die Wettbewerbsbehörde, damit diese ihre Aufgabe, den Wettbewerb zu fördern, wie in der Richtlinie vorgesehen erledigen kann.

In §§ 31 bis 34 fehlt die Ermächtigung der Wettbewerbsbehörde zu einer Sanktionsfestlegung.

§ 35 Monitoring

Dieser Abschnitt ist im Verhältnis zum Rest der Gesetzentwurfs inkonsistent. Es ist zwar richtig, dass ein Monitoring z.B. hinsichtlich Engpassmanagement (Punkt 1) oder Transparenz (Punkt 10) gefordert wird. Zunächst wäre es aber notwendig, diese Punkte überhaupt als regelungsbedürftig zu qualifizieren, da sonst ein Monitoring ins Leere läuft.

Ziffer 10 ist wie folgt zu fassen: „*Ausmass von Transparenz, Wettbewerb und Funktion des Marktes*“

Begründung: im Entwurf heisst es: „Ausmass von Transparenz und Funktionsfähigkeit des Netzzugangs im Hinblick auf wirksamen Wettbewerb“. Diese **Einschränkung auf den Netzbereich** ist aus der Richtlinie Artikel 23 h nicht abzuleiten.

§ 42 Stromkennzeichnung

Ein einheitlicher europäischer Binnenmarkt führt zwangsläufig dazu, dass sich bei den Verbrauchern ein Energiemix einstellt, der dem UCTE-Mix entspricht. Aufgrund der Stromhandelsaktivitäten, insbesondere mit anonymen Handelspartnern über die Börsen, ist eine Verfolgung der elektrischen Energie vom Kraftwerk zum Letztverbraucher praktisch nicht möglich. Sie ist aber auch nicht erforderlich, da kundenspezifische Bedürfnisse nach einem bestimmten Energiemix durch den Handel mit Zertifikaten dargestellt werden können.

Für den Grosshandel ist die Stromkennzeichnung in der vorgesehenen Form nicht praktikabel bzw. würde zu einer erheblichen Erhöhung der Transaktionskosten führen. EFET Deutschland plädiert deshalb für die Angabe des UCTE-Mixes als Standard auf den Stromrechnungen für Endkunden und das Recht der Kunden, sich andere Zusammensetzungen der eingesetzten Primärenergieträger zertifizieren zu lassen.

Absatz (6) muss auch für Gasversorger gelten.

§ 51 Monitoring der Versorgungssicherheit

Absatz 1 muss wie folgt ergänzt werden: „Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit führt ein Monitoring ... durch. *Die Ergebnisse sowie getroffene oder geplante Massnahmen werden alle zwei Jahre spätestens bis zum 31. Juli in einem Bericht zusammengefasst und veröffentlicht. Der Bericht wird an die Kommission übermittelt*“.

Begründung: Dieser Zusatz ist nötig, um Artikel 4 der Beschleunigungsrichtlinie umzusetzen.

§ 52 Meldepflichten bei Versorgungsstörungen

Die Mitteilung von Versorgungsunterbrechungen ist nur ein Aspekt der Systemzuverlässigkeit. Die Netzbetreiber müssen deshalb verpflichtet werden, der Bundesregulierungsbehörde jede Netzstörung anzuzeigen und zu erläutern, bei der die geplante Versorgung abgeändert werden musste (Fahrplanänderungen, Redispatch, Abwurf von Verbrauchern oder Einspeiseleistungen etc.).

Die Meldepflichten des Entwurfs beziehen sich ausschliesslich auf Elektrizität; sie sollten jedoch auch für Gas gelten.

§§ 57, 58 Behördenzusammenarbeit

Die Zusammenarbeitsverpflichtung verschiedener Behörden ist grundsätzlich zu begrüßen; es ist allerdings sicherzustellen, dass das ggf. notwendige Einvernehmen verschiedener Behörden zügig herbei geführt wird.

§ 59 Organisation

EFET Deutschland vermisst eine klar definierte Aufgabenstellung für die Bundesregulierungsbehörde. Nach der EU-Beschleunigungsrichtlinie sollen die Regulierungsbehörden den **Wettbewerb fördern**. Dies sollte durch Einfügung eines neuen Absatzes (2) in § 59 als Aufgabe der Behörde festgeschrieben werden, sonst definiert sich die Behörde ausschliesslich durch Verfahrensvorschriften, mit denen eine Streitschlichtungsstelle definiert wird, nicht aber eine Wettbewerbsbehörde. Ohne den Anspruch, einen Gesetzestext formulieren zu wollen, könnte § 59 (2 neu) inhaltlich etwa so lauten:

(2 neu) Aufgabe der Bundesregulierungsbehörde ist es, mit geeigneten Massnahmen den Wettbewerb auf den Strom- und Gasmärkten zu fördern. Dazu gehört die Durchsetzung geeigneter Marktmodelle. Die Behörde soll bei allen Festlegungen versuchen, zuvor einen Konsens der betroffenen Marktparteien herbei zu führen. Gelingt dies nicht, entscheidet die Behörde nach billigem Ermessen.

§ 63 Berichterstattung der Wettbewerbsbehörde

Absatz (5) sollte wie folgt ergänzt werden: „Die Wettbewerbsbehörde unterbreitet ... im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung. *Der Bericht untersucht*

ebenfalls die Entwicklung der wettbewerblichen Rahmenbedingungen.“

Begründung: Die kontinuierliche Beobachtung der Entwicklung der Wettbewerbsbereiche führt dazu, dass Fehlentwicklungen frühzeitig erkannt werden und der Ordnungsrahmen entsprechend angepasst werden kann, um einen funktionierenden Wettbewerb sicherzustellen.

Absatz (6) sollte wie folgt ergänzt werden: „Das statistische Bundesamt unterrichtet die Europäische Kommission und die Öffentlichkeit alle drei Monate über in den vorangegangenen drei Monaten getätigten Elektrizitätsaustausch in Form physikalisch geflossener Energiemengen mit Ländern ausserhalb sowie innerhalb der Europäischen Union.“

Begründung: Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind nicht nur die Einfuhren von ausserhalb der Europäischen Union, sondern jeder Stromaustausch auch innerhalb der Europäischen Union von Bedeutung. Diese Informationen sind wichtige Indikatoren für die Marktpreisbildung und sollten deshalb veröffentlicht werden.

§ 66 Einleitung des Verfahrens, Beteiligte

Es ist unklar, ob ein Antragsteller auch einen Antrag auf einstweilige Anordnung stellen kann und ob die Normen der ZPO hier Anwendung finden sollen. Um einen schnellen und vorläufigen Rechtsschutz zu gewähren, sollte eine entsprechende Norm gesetzt oder eine Verweisung auf die ZPO vorgenommen werden.

§ 92 Beitrag

Die Wettbewerbsbehörde ist eine staatliche Institution und erfüllt staatliche Aufgaben. Konsequenterweise muss ihre Finanzierung aus dem Haushalt des BMWA erfolgen.

Zum Entwurf der Gasnetz-Zugangsverordnung vom 15.10.2004

EFET Deutschland hatte bereits 2003 für ein transaktionsunabhängiges Entry-Exit-Modell als Netzzugangsmodell für den Gasmarkt ausgesprochen und entsprechende Vorschläge gemacht. Deshalb begrüssen wir es, dass der vorliegende Entwurf einen Schritt in Richtung eines solchen Marktzugangsmodells machen will.

Der Entwurf ist jedoch leider noch weit entfernt von einem wettbewerbsfördernden Modell. In der folgenden Stellungnahme sind die aus unserer Sicht bestehenden Defizite aufgelistet und Verbesserungsmöglichkeiten angegeben.

Eine Kommentierung erfolgt zu den folgenden Detailregelungen:

Teil 2: (§§ 3 ... 14) Organisation des Netzzugangs

1.1 § 4 Kapazitätsprodukte und erforderliche Hilfsdienste

§4 (5) Kapazitätsprodukte sollen zukünftig netzübergreifend angeboten werden, sofern keine netztechnischen Restriktionen bestehen. Die REGTP wird ermächtigt, hierzu entsprechende Richtlinien zu erlassen.

Begründung: Netzübergreifende Kooperation ist eine Forderung des Monitoring Berichtes. Die vorgeschlagene Änderung dient der Konkretisierung.

1.1 § 5 Ermittlung frei zuordenbarer Kapazitäten

§ 5 (2) am Ende ergänzen: *..... und werden veröffentlicht. Die REGTP wird ermächtigt, die Berechnungen, insbesondere die Lastflussszenarien zu überprüfen und eine Anpassung zu erwirken.*

§ 5 (5) letzter Satz: Die Bildung von Teilnetzen bedarf der Genehmigung durch die REGTP.

§ 5 (6) am Ende zu ergänzen: Benachbarte Einspeisepunkte eines (Teil-)Netzes sind möglichst weiträumig zusammenzufassen, insbesondere, wenn es sich um ein und dasselbe vorgelagerte Netz handelt. Benachbarte Ausspeisepunkte eines (Teil-)Netzes sind möglichst weiträumig zusammenzufassen, insbesondere, wenn es sich um ein und dasselbe nachgelagerte Netz handelt. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, regelmäßig zu prüfen und gegenüber der REGTP zu begründen, warum nebeneinanderbestehende (Teil-)Netze sowie vor- und nachgelagerte (Teil-)Netze nicht zusammen gelegt werden können.

§ 5 (9):Satz 2 ist zu streichen und der bisherige Satz 3 am Ende wie folgt zu ändern: *„.....zu dokumentieren und von der Regulierungsbehörde zu genehmigen“.*

1.2 § 6 Kapazitätsportfolio

§ 6 (1) Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Bildung von Portfolios zuzulassen, es sei denn, zwingende netztechnische Gründe sprechen dagegen.

§ 6 (2) neu: *Netzbetreiber können in den „Geschäftsbedingungen für den Gastransport“ die Ausübung von Kapazitätsrechten nach § 4 Absatz 3 von einer Verbindung der auf Einspeisung mit den auf Ausspeisung gerichteten Rechten eines Transportkunden in einem Portfolio abhängig machen. Das Recht, Gas an jedem gebuchten Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem gebuchten Ausspeisepunkt im betreffenden Netz oder Teilnetz bereitzustellen, darf dadurch nicht beschränkt werden. Netzbetreiber geben an, nach welchen regeln Transportkunden Ein-und Ausspeisepunkte miteinander verbinden können, die nicht dem Portfolio desselben Portfolioinhabers angehören. Die Mindestanforderungen an diese regeln legt die Regulierungsbehörde fest. Ein Portfoliovertrag kann Kapazitätsrechte eines oder mehrerer Transportkunden an mindestens einem Ein- und einem Ausspeisepunkt enthalten. Die Geschäftsbedingungen regeln, wie der Netzbetreiber den Austausch von Gas zwischen unterschiedlichen Portfolios ermöglicht. Der Austausch muss von den Netzbetreibern auch über virtuelle Punkte (ohne räumliche Festlegung im Netz) ermöglicht werden.*

Begründung: Transportkunden sind an möglichst groß geschnittenen Portfolios für einen effizienten Netzzugang und der Partizipation an Synergien interessiert. Deshalb müssen auch sie das Recht zur Portfoliobildung erhalten. Die Börsenfähigkeit des Modells ist nur gegeben, wenn auch bei Gasaustausch zwischen Portfolios eine Wiedereinführung des alten „Punkt-zu-Punkt“-Modells ausgeschlossen wird. Dazu dienen die virtuellen Handlungspunkte. Wenn einheitliche Regeln für die Verbindung der Ein- und Ausspeisepunkte nötig sind, dann sind die Mindestanforderungen durch den Regulierer festzulegen. Im Übrigen ist die Möglichkeit der Portfoliobildung zu begrüssen. Sie stellt ein wichtiges Instrument für Netzkunden und Netzbetreiber dar, denn sie ermöglicht einen effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugang.

1.3 § 7 Besondere Regeln für örtliche Verteilnetze

In § 7 (3) ist am Ende einfügen: *Bei Feststellung einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit ist diese gegenüber der REGTP zu begründen.*

Begründung: Soll einer möglichen Diskriminierung vorbeugen. Näheres erfolgt durch REGTP nach Etablierung des Verfahrens.

1.4 § 8 Grundsätze der Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazitäten

§ 8 (3) 1. Satz: „und unterbrechbaren“ ist zu streichen. Einfügen als neuer Satz 2: *Unterbrechbare Kapazitäten sind prinzipiell in uneingeschränktem Umfang zur Verfügung zu stellen.*

§ 8 (5): mindestens drei (anstelle 2) Stunden

§ 8 (7) 2. Satz : vollständig streichen

§ 8 (8) vollständig streichen

Begründung: Das Rucksackprinzip muss für das gesamte deutsche Gasnetz gelten.

1.5 § 9 Auswahlverfahren bei vertraglichen Kapazitätsengpässen

§ 9 (4) Neu: *Altverträge, die nach August 2000 oder zwischen verbundenen Unternehmen abgeschlossen wurden, werden ab Oktober 2005 jährlich um 25% der Kapazitäten reduziert, alle anderen Altverträge ab Oktober 2006 in gleicher Weise.*

Begründung: Altverträge dürfen nicht beliebig lange bevorrechtigt werden, da sie häufig zwischen verbundenen Gesellschaften (z.B. Handel und Transport) kurz vor Einführung der neuen Regeln geschlossen wurden. Ein Vorschlag könnte daher lauten: Altverträge, die nach August 2000 oder zwischen verbundenen Unternehmen abgeschlossen worden, werden ab Oktober 2005 jährlich um 25% der Kapazitäten reduziert, alle anderen Altverträge ab Oktober 2006 in gleicher Weise. Andernfalls würden die etablierten Gasgesellschaften bis in alle Ewigkeit marktbeherrschend bleiben und an knappen Kapazitäten durch sekundären Verkauf reich werden. Die Kapazität aus Altverträgen darf nur maximal zum Nominalpreis an den Netzbetreiber zurückgegeben werden. Neue Kapazität darf auf dem Sekundärmarkt zu beliebigen Preisen auf beliebigen Plattformen gehandelt werden.

§ 9 (5) gänzlich umformulieren:

Die Netzbetreiber setzen ein angemessenes und einheitliches Datum vor Beginn der Laufzeit des jeweiligen Kapazitätsproduktes fest, bis zu dem Transportkunden Anfragen nach Kapazität spätestens zu stellen haben, um an der jeweiligen Versteigerung teil zu nehmen. In der Versteigerung werden die Kapazitätsprodukte gemäß § 4 (2) angeboten, mindestens jedoch Jahresprodukte. Versteigerungserlöse, die über diejenigen Erlöse hinausgehen, die bei einer Zuteilung nach § 8 erzielt worden wären, sind zur Beseitigung von Engpässen zu verwenden. Die Mittelverwendung ist auf Verlangen der Regulierungsbehörde offen zulegen.

Begründung: Es werden auch unterjährige Kapazitätsprodukte angeboten, bei denen u.U. ebenfalls Engpässe entstehen können, die zu einer Versteigerung führen. Eine Vereinheitlichung ist aus Sicht einer bundes- bzw. europaweiten Tätigkeit wünschenswert.

1.6 § 11 Bestehende Transportverträge

Kommentar: Es ist sicherzustellen, dass alle bestehenden Verträge innerhalb eines Jahres in neue umgewandelt werden.

1.6 § 12 Freigabepflicht für ungenutzte Kapazitäten

§ 12 (1) Anpassung wie folgt: *Wenn und soweit bis 12 Uhr des Tages vor dem Erfüllungstag eine Null-Nominierung oder eine Nominierung, welche geringer als die Buchung ist, vorliegt, ist der Netzbetreiber verpflichtet, diese nicht in Anspruch genommenen Kapazitäten ohne Befreiung des Inhabers von der Zahlungspflicht für den Folgetag als unterbrechbare Kapazitäten anzubieten. Das Recht zur Renominierung durch den Buchungsinhaber bleibt davon unberührt. Netzbetreiber können Verträge über unterbrechbare Kapazitäten im Voraus unter der Bedingung abschließen, dass die Kapazitäten nach Satz 1 angeboten werden können.*

§ 12 (2) Kapazitätshortung: Die Regelung ist unzureichend.

Zusatz: Die Regulierungsbehörde wird ermächtigt, hierzu präzisierende Regelungen zu erarbeiten.

§ 12 (2) 3 am Ende: „oder... auszuüben“ ist zu streichen.

§ 12 (3) ersetzen: *...stellt dies einen Nichtgebrauch von Kapazitäten dar.*

Begründung: Die heute übliche Praxis von Mehrfachbuchungen führt zur Engpasssituation und verhindert den Zugang neuer Marktteilnehmer.

1.7 § 13 Handel mit Kapazitätsrechten

§ 13 (4) Satz 1 streichen

§ 13 (5) ergänzen: *... für gehandelte Kapazitäten aus Altverträgen*

1.8 § 14 Systemdienstleistungen und Hilfsdienste

§14 (2) erweitern um Treibgas

Teil 3 (§§ 15 ... 17) Anbahnung des Netzzugangs**2.1 § 15 Netzzugangsanfrage**

§ 15 (1) vollständig streichen

Begründung: Es wird hier auf den Transportweg abgestellt. Dieser spielt in einem Entry-Exit-Modell aber keine Rolle

Teil 5 (§§ 20 ... 23) Veröffentlichungs- und Informationspflichten**3.1 § 20 Veröffentlichung netzbezogener Daten**

Für § 20 (1) Nr. 8 e) wird folgende Änderung vorgeschlagen: *„[...] die gesamte kontrahierte, feste und unterbrechbare Kapazität für die nächsten zehn Jahre und [...]“*

Begründung: Gasversorger und -händler buchen häufig Kapazitäten auf mehrere Jahre bzw. Jahrzehnte. Für alle Marktteilnehmer ist es essentiell frühzeitig zu wissen, ob Kapazitäten auch mehrere Jahre im voraus vorhanden sind. Dies ermöglicht es ihnen einen langfristigen Versorgungsplan aufzustellen. Darüber hinaus ermöglicht eine langfristige Veröffentlichung mögliche Engpässe schon langfristig zu erkennen und möglicherweise zu beseitigen.

Für § 20 (2). 2 wird folgende Änderung vorgeschlagen: „Sind Netzbetreiber aufgrund nicht von ihnen zu vertretender Umstände ausser Stande, Informationen nach Absatz [...] zu veröffentlichen, erstellen sie nach Rücksprache mit der Regulierungsbehörde spätestens bis zum 31. Juli 2005 [...].“

Begründung: Warum sollte die Erarbeitung eines Aktionsplanes 1 Jahr dauern?

Für § 21 Abs. 2 Nr. 14 neu wird folgende Änderung vorgeschlagen: „Die Netzbetreiber veröffentlichen alle 6 Monate ihre Kooperationsbemühungen untereinander und nennen Aktionsmaßnahmen, die eine Verbesserung der Kooperation bewirken sollen. Die REGTP ist ermächtigt, nach Konsultation der Netznutzer und Netzbetreiber, einen Aktionsplan für die Kooperationsverbesserungen vorzubereiten.“

Begründung: Die Netznutzung wird häufig dadurch erschwert, dass die Netzbetreiber nur eingeschränkt kooperieren und notwendige Maßnahmen im Netz nicht untereinander abstimmen. Ein Aktionsplan könnte dieses bewirken und dadurch auch die Versorgungssicherheit verbessern. Eine Veröffentlichung würde die Transparenz erhöhen.

Für § 21 Abs. 2 Nr. 15 neu wird folgende Änderung vorgeschlagen: „Die Netzbetreiber müssen die Gasqualität und die Jahresdauerlinie (8760 Stunden pro Jahr) für alle Entry-Exit-Punkte veröffentlichen.“

Begründung: Für eine vernünftige Netznutzung sind die Veröffentlichung der Gasqualität und der Jahresdauerlinie notwendig.

Für § 21 Abs. 2 Nr. 16 neu wird folgende Änderung vorgeschlagen: „Die Netzbetreiber veröffentlichen alle historischen Daten, die netzrelevant sind, im Internet.“

Begründung: Zu Erhöhung der Markttransparenz und Planungssicherheit der Netznutzer ist eine Veröffentlichung aller historischen Daten vonnöten, die netzrelevant sind.“

Teil 7 (§§ 27-34) Bilanzausgleich

4.1 § 28 Nominierungsverfahren

§28 (5) wird ersetzt durch: Netzbetreiber müssen Renominierungen, die bis 4 h vor dem Erfüllungszeitpunkt erfolgen, akzeptieren und umsetzen, sofern sie auf Basis einer gesicherten Kapazitätsbuchung erfolgen bzw. eine Auslastung der Transportkapazitäten nach den bis zum Eingang der Renominierung vorliegenden Nominierungen nicht gegeben ist. Kurzfristige Renominierungen sind zurück zu weisen, wenn eine Auslastung des Transportsystems besteht. Dies gilt auch, wenn die Nominierungen anderer Transportkunden auf Basis unterbrechbarer Kapazitätsbuchungen beruhen. Darüber hinaus kann der Netzbetreiber Renominierung mit einer Vollaufzeit von unter 2 h bis zum Erfüllungszeitpunkt zurück weisen, sofern ihm eine Umsetzung aus operativen Gründen nicht zumutbar ist.

Begründung: Nutzern unterbrechbarer Transportkapazitäten muss ein ausreichender Zeitraum eingeräumt werden, um auf eine Unterbrechung des Transports zu reagieren und u. a. eine fristgerechte Renominierung der betroffenen Transportkette sowie alternativer Transporte durchführen zu können. Daher ist unterbrechbaren Kapazitätsrechten ab einem Zeitpunkt Vorrang vor gesi-

cherten Kapazitätsrechten zu gewähren, der vor der eigentlichen Renominierungsfrist von 2 h liegt.

4.2 § 31 Basisbilanzausgleich

§ 31 (1) Satz 1 wird geändert und erhält folgende Fassung: *Betreiber von Fernleitungsnetzen und regionalen Verteilnetzen bieten im Rahmen der ihnen und dem Transportkunden aufgrund dessen Buchung zur Verfügung stehenden Kapazitäten mindestens einen Basisbilanzausgleich innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von 15 % und einer Toleranzgrenze der kumulierten Differenzmengen von mindestens 3,6 Stundenmengen jeweils bezogen auf den niedrigeren Wert von gebuchter Ein- oder Ausspeiseleistung an.*

Begründung: Diese Toleranzgrenzen sind bereits in den Verbändevereinbarungen verankert und sind somit von den Netzbetreibern als tragbar anerkannt worden.

§ 31 (2) wird nach dem letzten Satz ergänzt um: „Über die Angemessenheit der Auf- bzw. Abschläge sowie ihrer Anwendung entscheidet die REGTP“.

Begründung: Eine künstliche Verteuerung gerade der Versorgung von Endkunden mit unvorhersehbaren und nicht beeinflussbaren Schwankungen soll vermieden werden.

4.2 § 33 Bilanzkreisvertrag

§ 33 (3) letzter Satz wird geändert in: „Sie hat dabei zu beachten, dass ein Bilanzausgleichssystem einen effektiven Netzzugang gewährleistet, d. h. der Netzbetreiber darf nur einen angemessenen Auf- bzw. Abschlag erheben, wenn das Saldo der Mehr- und Mindermengen aller Bilanzkreise einer Bilanzzone die Summe der Toleranzgrenzen aller Bilanzkreise überschreitet. Über die Angemessenheit der Auf- bzw. Abschläge sowie das Umlageverfahren auf die betreffenden Bilanzkreise entscheidet die REGTP in der Weise, dass dem Netzbetreiber eine Deckung der Kosten für Ausgleichsmaßnahmen und Abrechnung ermöglicht wird.“

Begründung: Da nur das Saldo der Bilanzabweichungen einen physischen Mengenausgleich mit entsprechenden technischen Maßnahmen erforderlich macht, ist der Aufwand auf das Saldo begrenzt. Eine Begünstigung des Netzbetreibers durch Erhebung von Auf- bzw. Abschlägen für die einzelnen Bilanzkreise führt aufgrund geringerer Ausgleichseffekte systematisch zu einer Benachteiligung von Transportkunden mit kleinen Kapazitätsportfolien bzw. Bilanzkreisen und ist daher zu unterbinden.

Teil 9 (§ 37) Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 des EnWG

5.1 § 37 Verfahren

§ 37 (1) Änderungsvorschlag: *Wird der Netzbetreiber von einem Gasversorgungsunternehmen unter Berufung auf § 25 des Energiewirtschaftsgesetzes aufgefordert, den Netzzugang zu verweigern, hat der Netzbetreiber einen schriftlichen Antrag auf befristete Ausnahme, unter Beachtung von § 9 Absatz 4 von der Verpflichtung nach § 20 Abs. 1 EnWG bei der Regulierungsbehörde spätestens 3 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung zu stellen. Eine Verweigerung kann nur mit Genehmigung der Regulierungsbehörde erfolgen. Dem Antrag sind alle sachdienlichen Angaben über die Art und den Umfang*

des Problems und die von dem Gasversorgungsunternehmen zu dessen Lösung unternommenen Anstrengungen beizufügen. Ernsthaftige Schwierigkeiten nach § 25 des Energiewirtschaftsgesetzes liegen nicht vor, wenn die Gasverkäufe nicht unter die in Gaslieferverträgen mit unbedingter Zahlungsverpflichtung vereinbarte garantierte Mindestabnahmemenge sinken oder sofern der betreffende Gasliefervertrag angepasst werden kann oder das Gasversorgungsunternehmen Absatzalternativen finden könnte.

Begründung: Der reine Antrag reicht nicht für eine Verweigerung. Die befristete Ausnahme besteht ausschließlich nur in dem neu geregelten § 9 Absatz 4, in dem die Handhabung von Altverträgen spezifiziert wird. Für diese Verfahrensweise kann der Netzbetreiber einen Antrag bei der Regulierungsbehörde stellen.

Der Antrag ist nur einmal möglich, da Altverträge zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Verordnung bereits existieren. Danach unterliegen alle Lieferanten den gleichen marktwirtschaftlichen Bedingungen mit allen Risiken.

§ 37 (2): Die Regulierungsbehörde entscheidet innerhalb einer Frist von drei Wochen unter Beachtung der in Artikel 27 der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (Abl. EU Nr. L 176 S. 57) genannten Prüfkriterien im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt. Wird der Antrag abgelehnt, darf der Netzbetreiber, der den Antrag gestellt hat, die Durchleitung nicht verweigern. Wird dem Antrag stattgegeben, teilt die Regulierungsbehörde ihre Entscheidung zusammen mit allen einschlägigen Informationen der Kommission mit. Die Informationen können der Kommission in einer Zusammenfassung übermittelt werden, anhand derer die Kommission eine fundierte Entscheidung treffen kann. [Nach Ablauf der Entscheidungsfrist der Europäischen Kommission gem. Art. 27 Abs.2 EU-Gasrichtlinie trifft die Bundesregulierungsbehörde eine abschließende Entscheidung.] Trifft die Kommission keine Entscheidung, wird dies den Verfahrensbeteiligten mitgeteilt.

§ 37 (3): Gegen die Entscheidung der Regulierungsbehörde ist die Beschwerde nach § 75 des Energiewirtschaftsgesetzes zulässig. Soweit im Folgenden nichts Besonderes geregelt wird, gelten die Bestimmungen über das Beschwerdeverfahren nach § 75 bis § 93 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend. Gibt die Regulierungsbehörde einem Antrag auf Netzzugangsverweigerung statt und trifft die Kommission innerhalb der Zweimonatsfrist keine Entscheidung, so ist eine Beschwerde abweichend von § 72 des Energiewirtschaftsgesetzes bis zum Ablauf von zwei Wochen nach Mitteilung dieses Sachverhalts an die Verfahrensbeteiligten möglich.

Teil 11 (§§ 39 ... 42) Messung

6.1 § 39 Messung

§ 39 (1) Die Messung von Gasmengen nimmt der Messstellenbetreiber vor. Messstellenbetreiber ist derjenige, der für die Lieferung, Anbringung, Überwachung, Unterhaltung und Entfernung der Messeinrichtungen sowie das Ablesen verantwortlich ist. Sofern nichts anderes vereinbart ist, ist der Betreiber des jeweiligen Gasversorgungsnetzes der Messstellenbetreiber, es sei denn der Endkunde bestimmt dafür einen Dritten. Messwerte, die zur Er-

hebung der Mineralölsteuer verwendet werden, müssen mit der Nominierung des Netznutzers abgeglichen werden. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass Gas gegen die eigentliche Flussrichtung transportiert wird.

Begründung: Durch diese Massnahme wird ein Markt für das Mess- und Zählwesens etabliert.

§ 39 (2): Die Messung erfolgt durch Erfassung der entnommenen Gasmenge sowie gegebenenfalls durch Registrierung der Lastgänge am Zählpunkt. Die Messung erfolgt durch eine stündliche registrierende Leistungsmessung, sofern es sich nicht um Kunden handelt, für die Lastprofile gelten.

Begründung: Offensichtlich Schreibfehler

§ 39 (3) Im Fall einer Vereinbarung im Sinne des Absatz 1 Satz 3 ist der Messstellenbetreiber verpflichtet, dem Netzbetreiber die Zählwerte umgehend zu bestimmten Stichtagen elektronisch und im Internet bereitzustellen. Der Betreiber von Gasversorgungsnetze kann Kontrollablesungen durchführen.

Begründung: Offensichtlich Schreibfehler

Ergänzung § 39 (4) Die Netzbetreiber stimmen die Messverfahren untereinander ab und erreichen bis 31.12.2005 einen einheitlichen Standard und veröffentlichen diesen im Internet.

Begründung: Die verschiedene Art und Weise der Messverfahren an verschiedenen Übergabepunkten hat häufig zu Problemen (z.B. bei der Steuererhebung) geführt. Um eine weitere Harmonisierung zu erreichen, ist eine Vereinheitlichung der Messverfahren voranzutreiben.

Ergänzung § 39 (5): Grundlage für die Erhebung von Steuern sind die Messwerte an den Grenzübergabepunkten bzw. die Messzahlen bei den Endkunden. Die Nominierungen der Netznutzer sind bei diesem Besteuerungsvorgang heranzuziehen und abzugleichen. Ist eine Messung nicht möglich, so erfolgt die Steuererhebung aufgrund der Nominierungen der Netznutzer.

Begründung: Erfahrungen im Rahmen der Erhebung der Erdgassteuer haben gezeigt, dass es häufig erhebliche Abweichungen zwischen Nominierungen und Messzahlen gibt. Teilweise sind auch keine Messzahlen vorhanden, so dass in diesem Fall die Nominierungen der Netznutzer herangezogen werden müssen.

Ergänzung zu § 39 (6): Zur Klärung von Abweichungen von Messwerten und Nominierungen, die zu Problemen bei der Besteuerung von Erdgas führen, versuchen die betroffenen Parteien im Einvernehmen die Abweichungen zu beheben. Für den Fall, dass dieses nicht innerhalb von zwei Monaten erfolgt, kann jede betroffene Partei bei der Regulierungsbehörde ein Schiedsgerichtsverfahren beantragen. Die Regulierungsbehörde ernennt innerhalb eines Monats einen Schiedsrichter. Das Schiedsgericht bestimmt die Verfahrensregeln nach seinem Ermessen und entscheidet umgehend.

Begründung: Die o.g. Probleme bei der Erhebung von Steuern machen es notwendig einen unabhängigen Schiedsrichter zu bestimmen, der über die Abweichungen entscheidet.

Ergänzung zu § 39 (7): Die Korrektur von Zählwerten, die nicht ursächlich auf Fehlern des Messgerätes resultie-

ren, ist nur innerhalb von drei Monaten erlaubt. Gleiches gilt für die vom Netznutzer abgegebene Nominierung. Messzahlen sind umgehend, spätestens nach zwei Monaten im Internet durch die Netzbetreiber zu veröffentlichen. Nominierungen werden in anonymisierter Form im gleichen Zeitraum durch die Netzbetreiber veröffentlicht.

Begründung: Um Rechtssicherheit zu erreichen ist eine Korrektur von Zählwerten nur innerhalb von drei Monaten erlaubt.

6.2 § 40 Betrieb von Mess- und Steuereinrichtungen

Der Messstellenbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass eine einwandfreie Messung der Gasmenge/Energie sowie die Datenübertragung gewährleistet ist. Der Messstellenbetreiber bestimmt Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen; die Bestimmung muss unter Berücksichtigung netzwirtschaftlicher Belange zur Höhe des Verbrauchs in einem angemessenen Verhältnis stehen.

Der Kunde haftet für das Abhandenkommen und die Beschädigung von Mess- und Steuereinrichtungen, soweit ihn daran ein Verschulden trifft. Er hat den Verlust, Beschädigungen und Störungen dieser Einrichtungen dem Messstellenbetreiber unverzüglich mitzuteilen.

6.3 § 41 Nachprüfung von Messeinrichtungen

Der Netznutzer kann jederzeit die Nachprüfung der Messeinrichtungen durch eine Eichbehörde oder eine staatlich anerkannte Prüfstelle im Sinne des § 2 Abs. 4 des Eichgesetzes verlangen. Stellt der Netznutzer den Antrag auf Nachprüfung nicht bei dem Messstellenbetreiber, so hat er diesen zugleich mit der Antragstellung zu benachrichtigen.

Die Kosten der Nachprüfung fallen dem Messstellenbetreiber zur Last, falls die Abweichung die gesetzlichen Verkehrsfehlergrenzen überschreitet, sonst dem Netznutzer.

6.4 § 42 Vorgehen bei Messfehlern

Ergibt eine Prüfung der Messeinrichtungen eine Überschreitung der gesetzlichen Verkehrsfehlergrenzen und ist die Größe des Fehlers nicht einwandfrei festzustellen oder zeigt eine Messeinrichtung nicht an, so ermittelt der Netzbetreiber die Daten für die Zeit seit der letzten fehlerfreien Ablesung aus dem Durchschnittsverbrauch des ihr vorhergehenden und des der Beseitigung des Fehlers nachfolgenden Ableserzeitraumes oder aufgrund des Vorjahreswertes durch Schätzung.

Statement

bei der Anhörung zum Entwurf der Gasnetzzugangsverordnung vom 15.10.2004 am 09.11.2004 im BMWA

EFET Deutschland dankt für die Einladung zu dieser Anhörung. Der vorliegende Entwurf enthält eine Reihe positiver Ansätze. Natürlich ist nie etwas so gut, dass es nicht noch verbessert werden könnte.

EFET Deutschland hat an der von VIK zusammengetragenen Synopse mitgewirkt und trägt die dort enthaltenen Punkte mit, jedenfalls soweit sie den Großhandel betreffen.

Im Jahre 2002 hatte EFET Deutschland intensiv und mit gutachterlicher Hilfe ein Entry-Exit-Netzzugangsmodell entwickelt und vorgeschlagen. Dies wurde damals von

bedeutenden Netzbetreibern als „technisch unmöglich“ qualifiziert. Nach der jetzt erfolgten Einführung eines Entry-Exit-Modells durch BEB zeichnet sich mit dem vorliegenden Entwurf eine Wende ab, hin zu einem effektiven und wettbewerbsfördernden Netzzugangsregime in Deutschland. Mit seinem Verordnungsentwurf signalisiert das BMWA die Absicht, Schritte in Richtung eines wettbewerbsfähigen und liquiden deutschen Gasmarktes zu unternehmen.

Das vorgeschlagene Netzzugangsmodell, welches gewisse Gemeinsamkeiten mit dem Entry-Exit-System der BEB aufweist, scheint auch eine Option auf einen transaktionsunabhängigen Gasnetzzugang in Deutschland zu umfassen.

Trotz des insgesamt positiven Grundansatzes befürchtet EFET Deutschland jedoch, dass einzelne Schwachstellen der NZVO bei der gegebenen Marktconstellation zu erheblichen Verzögerungen bei der Verwirklichung eines einheitlichen, börsenfähigen und liquiden deutschen Gasmarktes führen.

Diese Befürchtung erhielten mit Bekanntwerden der Details über das neue Netzzugangsmodell der e.on-Ruhr gas in den letzten Tagen neue Nahrung.

Wenn aber der einheitliche, liquide, börsenfähige Markt im Interesse der deutschen Verbraucher und der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft das Ziel ist, sind wesentliche Regelungen der Verordnung verbesserungsbedürftig, und zwar insbesondere in Bezug auf

- das Netzzugangsmodell
- die Altverträge
- und das Engpassmanagement

Hierzu möchte ich einige Punkte detailliert ansprechen.

Netzzugangsmodell

1. Die in der Verordnung vorgesehene Teilnetzbildung bietet erheblichen Freiraum für eine missbräuchliche Gestaltung. Um einer daraus resultierenden dauerhaften Marktzersplitterung entgegenzuwirken ist es unbedingt erforderlich, dass die Regulierungsbehörde Teilnetzbildungen in jedem Einzelfall vorab genehmigen muss. Sollte es bei den Bestimmungen des Verordnungsentwurfs bleiben, würden die Voraussetzungen für einen börsenfähigen und massenmarktauglichen Wettbewerbsmarkt mit Sicherheit nicht geschaffen.
2. Teilnetzbildungen dürfen ausschliesslich aufgrund technischer Restriktionen durchgeführt werden; eigentumsrechtliche Überlegungen dürfen dabei keine Rolle spielen. Im Übrigen sollten grosse Anreize für die Einrichtung gesellschaftsübergreifender Teilnetze und Bilanzonen durch die Netzbetreiber geschaffen werden.
3. Die Liquidität des Marktes wird weiterhin dadurch eingeschränkt, dass nur Transportkunden einen Anspruch auf Netzzugang haben sollen. Dies ist nicht akzeptabel und steht im Widerspruch zur EU-Richtlinie 2003/54/EG sowie zum Entwurf des EnWG, nach dessen § 20 jedermann Anspruch auf Zugang zu den Energieversorgungsnetzen hat. Die Öffnung für den gesamten Endkundenmarkt ist ausserdem eine wichtige Voraussetzung für das Entstehen von Wettbewerb auf der Grosshandelsstufe. Wir freuen uns, dass der BDI diese Position vollinhaltlich unterstützt.

Altverträge

Auf den Hauptstrecken des deutschen Transportsystems sind vertragliche Engpassituationen zu beobachten, die sich insbesondere im Verlauf der vergangenen zwei Jahre verschärft haben. Vor diesem Hintergrund können Altverträge eine schwerwiegende Marktentwicklungsbarriere darstellen, da wesentliche Transportstrecken über Zeiträume von z. T. mehr als einem Jahrzehnt ausgebucht sind. Altverträge dürfen daher nicht beliebig lange geschützt werden, zumal sie häufig zwischen verbundenen Gesellschaften (z.B. Handel mit Transport) kurz vor Einführung neuer Netzzugangsregelungen geschlossen wurden. Als denkbaren Öffnungsmechanismus sieht EFET Deutschland hier folgende Schritte:

§ Bei langfristigen Engpässen eine ab Oktober 2005 einsetzende stufenweise Reduzierung der Kapazitäten, die durch Altverträge zwischen verbundenen Unternehmen bzw. durch Verträge mit Abschlussdatum vor dem 01.08.2000 gebunden sind § Rücknahme der Kapazitäten durch den Netzbetreiber zu den vertraglich vereinbarten Entgelten, maximal jedoch zu den veröffentlichten Entgelten § Ausschreibung der Kapazitäten zunächst zu den veröffentlichten Entgelten § Bei Nachfrageüberschuss Versteigerung der Kapazitäten mit Reinvestitionspflicht der dadurch erzielten Mehrerlöse. Versteigerungen müssen europaweit nach einheitlichen Methoden und zu einheitlichen Zeiten stattfinden – hier unterstützen wir voll die von AFM+E vorgetragene Position.

§ Bei Überschuss freier Kapazität können die Inhaber der gekürzten Altverträge die freie Kapazität zu den veröffentlichten Entgelten für die Dauer eines Jahres zurück erwerben.

Engpassmanagement nach Umsetzung der Marktöffnung

1. Für die Öffnung des Marktes ist ergänzend zu der Verkürzung von Altverträgen eine Kombination aus striktem Use-it-or-lose-it und der Vergabe preisgünstiger unterbrechbarer Kapazitäten ein geeigneter Ansatz.
2. Für die weitere Kapazitätszuteilung wäre für den Anfang eine „first come - first served“ Regelung für eine Kapazitätsauslastung von bis zu 90 % akzeptabel, wobei die darüber hinausgehenden Kapazitäten durch Versteigerung mit Reinvestitionspflicht des zusätzlichen Erlöses vergeben werden sollen. Dieser Wert sollte jährlich von der Regulierungsbehörde überprüft und ggfs. neu festgesetzt werden.
3. Neue Kapazitätsrechte dürfen zu beliebigen Preisen auf beliebigen Plattformen im Sekundärhandel vermarktet bzw. kontrahiert werden. Nicht benötigte Kapazität muss der Transportkunde zurückgeben können: Vor Jahresbeginn für 75% des Tarifs, vor Monatsbeginn für z.B. 50% des zeitanteiligen Tarifs, 2 Tage vorher für 25%.
4. Bei der Use-it-or-lose-it-Regelung sollte folgendes Prinzip angewendet werden: Nicht genutzte Kapazität muss bei bestehender Nachfrage als unterbrechbare Kapazität vermarktet werden. Dem Inhaber gesicherter Kapazität ist der Vorrang vor unterbrechbarer Kapazität entschädigungslos zu entziehen, sofern die Nutzung nicht mit einer Vorlaufzeit von mindestens 4 h per Nominierung angezeigt worden ist.
5. Unterbrechbare Kapazität bringt zusätzliche Einnahmen („ohne Kosten“) für Netzbetreiber, während ihre

Verfügbarkeit erst kurzfristig für Inhaber der Kapazitätsrechte gesichert ist. Daher darf unterbrechbare Kapazität maximal 33% der festen Kapazität kosten und ihre tatsächliche Unterbrechung muss durch eine zeitanteilige Erstattung entschädigt werden.

6. Bezüglich des Rucksackverfahrens scheint uns eine Überarbeitung des § 8 Abs. 7 notwendig. Zu fordern ist hier insbesondere ein unbedingter Anspruch auf Übertragung von Kapazitätsrechten. Andernfalls würden neue Marktteilnehmer das Risiko eingehen, möglicherweise keine Kapazitäten für die Belieferung ihrer Kunden erwerben zu können. Schwierigkeiten aus Take-or-Pay-Verrpflichtungen in diesem Zusammenhang wird mit § 25 EnWG (i.V. m. § 37 GasNZVO) begegnet. Es ist auch nicht einsehbar, warum der bisherige Lieferant die Kapazitäten vorsorglich für die Belieferung anderer Kunden vorhalten oder zur Befüllung eines Speichers nutzen darf. Dies würde ihm einen Wettbewerbsvorteil verschaffen und damit den Markt verzerren. Deshalb gilt es § 8 Abs.7 Satz 1 als unbedingten Anspruch auszugestalten und Satz 2 zu streichen. Wir unterstützen die vom VZBV vorgetragene Position.

Stichwortartig einige weitere Vorschläge

1. Markttransparenz: Veröffentlichung der Gasbeschaffenheit und der Jahresdauerlinie der Auslastung auf Basis der tatsächlichen Stundenwerte für alle wesentlichen Entry- und Exit-Punkte.
2. Einführung eines Referenzbrennwerts für Kapazitätsbuchungen oder besser noch Vergabe von Kapazitätsrechten in Energieeinheiten. AFM+E hat auf diese Problematik schon hin gewiesen.
3. Treibgas muss Bestandteil der Systemdienstleistungen sein.
4. Der in der VV vorgesehene und bestehender Praxis entsprechende Basis-Bilanzausgleich in Höhe von 15 % der kontrahierten Stundenmenge bzw. dem 3,6-fachen der kontrahierten Stundenmengen für kumulierte Differenzmengen muss erhalten bleiben.
5. Beschränkung der Pönalisierung von Differenzmengen auf die physisch im System eingetretenen Bilanzungleichgewichte (Saldo aller Bilanzkreise)

Schlussbemerkung

EFET Deutschland begrüsst die erkennbare Absicht des BMWA, einen funktionierenden Grosshandelsmarkt für Gas zu schaffen. Die Regelungen der Netzzugangsverordnung sollten aber so klar sein, dass es unmöglich ist diese Absicht zu konterkarieren oder auch nur dilatorisch zu behandeln.

EFET Deutschland ist bereit, zu den Details der NZVO jederzeit konstruktive Beiträge zu leisten mit dem Ziel, einen einheitlichen, liquiden und börsenfähigen Gasmarkt zu schaffen.

Wir betonen, dass die Börsenfähigkeit aus unserer Sicht das entscheidende, weil umfassendste Beurteilungskriterium für das Netzzugangsmodell ist. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass bei weiterer dilatorischer Behandlung der Gasmarktliberalisierung auch die deutsche Energiebörse EEX gegenüber ausländischen Wettbewerbern uneinholbar ins Hintertreffen gerät.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1521

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE)

Vorbemerkung:

Schwerpunkt der Stellungnahme ist die Diskriminierung der dezentralen Energieerzeugung. Weitere Themen sind Versorgungssicherheit und Entbürokratisierung.

I. Zu Artikel I (EnWG-E)**A) Zum Gesetzentwurf allgemein***I. Diskriminierung der dezentralen Energieerzeugung*

Der Gesetzentwurf (EnWG-E) diskriminiert kleinere dezentrale Energiegewinnungsanlagen, obwohl das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) den klaren politischen Willen zur Entwicklung dieser Bereiche zum Ausdruck bringen.

Da die Probleme und Chancen der dezentralen Energiegewinnung in der Elektrizitätsversorgung deutlicher hervortreten und auch besser bekannt sind als in der leitungsgelassenen Gasversorgung, wird im folgenden in erster Linie der Elektrizitätsbereich behandelt. Aufgrund der gleichartigen Regelungen im EnWG-E gelten die Ausführungen jedoch im Grundsatz auch im Bereich der Gasversorgung, besonders bezüglich der dezentralen Biogasnutzung.

Die diskriminierenden Regelungen zur dezentralen Stromerzeugung entstammen dem noch geltenden EnWG, das in wichtigen Vorschriften auf dem Gesetz zur Förde-

rung der Energiewirtschaft vom 13.12.1935 und seiner Fünften Durchführungsverordnung vom 21.10.1940 beruht. In dieser Verordnung wird die Zumutbarkeit der Reserve- und Zusatzstromversorgung bei Verbrauchern mit eigenen Stromerzeugungsanlagen, sogenannten Eigenanlagen, mit dem Ziel geregelt, Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU) vor konkurrierender Stromerzeugung zu schützen. Diesen Vorschriften liegt ein „Top-Down“-Konzept der Elektrizitätsversorgung mit folgenden Komponenten zu Grunde: Zentrale Großkraftwerke erzeugen den Strom. Dieser wird über ein Übertragungssystem auf Höchstspannungsebene zu Verteilernetzen transportiert, die den Strom an die Letztverbraucher verteilen. Gegenwärtig geschieht das überwiegend in integrierten Unternehmen mit eigener Stromerzeugung, Übertragung und Verteilung.

Solche EltVU wenden sich in aller Regel gegen eine Stromerzeugung Dritter mit Eigenanlagen, weil diese Anlagen mit der Stromerzeugung der EltVU konkurrieren. Deshalb stufen sie Strom aus Eigenanlagen als wirtschaftlich unzumutbar ein und versuchen seine Einspeisung in ihre Netze zu verhindern. Das ist zwar eine aus Unternehmenssicht rationale Vorgehensweise, doch es ist nicht nur energie- und umweltpolitisch geboten, über einen Eigenbedarf hinaus erzeugten Strom in das Elektrizitätsversorgungsnetz einzuspeisen, damit möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energien und mittels KWK erzeugt werden kann. Ebenso wichtig ist es nach der Ent-

bündelung von Stromerzeugung und Netz, dass eine Diskriminierung der Stromerzeugung in Eigenanlagen wettbewerbspolitisch nicht hinnehmbar ist.

Im EnWG-E erfolgt die Diskriminierung dadurch, dass ein EltVU Netzanschluss, Netzzugang, Grund- und Reserveversorgung verweigern kann, wenn ihm dies aufgrund einer Eigenanlage als wirtschaftlich unzumutbar erscheint (besonders §§ 17, 20, 37). Diese Diskriminierung ist von erheblicher Bedeutung, weil die Stromerzeugung in Zukunft einen größeren Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung auch aus kleineren Eigenanlagen aufweisen sein muss, die nicht von EltVU betrieben werden. Der Grund hierfür liegt in der Dezentralität der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung.

Kennzeichnend für die erneuerbaren Energien ist ihre im Vergleich zu Großtechnologien sehr geringe Leistungsdichte mit beispielsweise höchstens 1 kW/m^2 bei der direkten Nutzung der Sonnenstrahlung. Aus dieser Eigenschaft folgt die Notwendigkeit der örtlichen „Einsammlung“ der Energie. Nur in wenigen Fällen sind Großanlagen wie große Wasserkraftwerke oder Windparks möglich.

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung ist es ähnlich. Die bei der Stromerzeugung als Koppelprodukt anfallende Wärme kann nur über geringe Entfernungen wirtschaftlich transportiert werden. Dagegen kann der zugleich erzeugte Strom anderen Stromverbrauchern über das Elektrizitätsnetz kostengünstig zugeführt werden. Deshalb werden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der Regel auf den örtlichen Wärmebedarf ausgelegt. Nur bei Vorliegen besonders günstiger Umstände wie in Millionenstädten sind große Heizkraftwerke mit dementsprechend umfangreichen Fernwärmenetzen wirtschaftlich betreibbar.

Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, die an diese Gegebenheiten angepasst sind, bezeichnet man als dezentral. Im Gegensatz dazu ist die Versorgung mit konventionellen Energieträgern generell durch großtechnische Gewinnungs- und Umwandlungsanlagen sowie weiträumige Transport- und Verteilungsstrukturen gekennzeichnet. Die hier bestehenden technisch-wirtschaftlichen Erfordernisse haben weltweit zu einer erheblichen Konzentration von Kapital, Know-how und Fachpersonal und damit zu Unternehmensstrukturen geführt, wie sie typisch als großtechnisch-zentral bezeichnet werden.

Als Folge dieser Entwicklung lohnt sich die Nutzung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung durch EltVU betriebswirtschaftlich meist erst ab einer gewissen Mindestleistung (Größenordnung 1 Megawatt). Da deren typisches Charakteristikum jedoch gerade ihre dezentrale Erscheinungsform mit meist weit geringeren örtlichen Leistungen ist, bedingt ihre Nutzung, dass zusätzlich zu den traditionell in der Energiewirtschaft tätigen Unternehmen auch neue Interessenten wie Industrie- oder Gewerbebetriebe, Kommunen und Privatpersonen hierfür gewonnen werden müssen.

Im Ergebnis wird das zukünftige System stärker als bisher aus einem Mischsystem von zentraler und dezentraler Erzeugung mit vielen kleineren Eigenanlagen bestehen („virtuelles Großkraftwerk“). Hierbei ist das Netz, also Übertragung und Verteilung (Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze) der „Marktplatz“, auf dem der in großen Kraftwerken und vergleichsweise kleinen Eigenanlagen

erzeugte Strom zwischen großen und kleinen Verbrauchern gehandelt und geliefert wird.

Erzeugung und Lieferung erfolgen in aller Regel dann volkswirtschaftlich optimal, wenn dies nach den Regeln fairen Wettbewerbs geschieht. Dementsprechend basiert das Wettbewerbskonzept, wie es in den Richtlinien 2003/54/EG (Stromrichtlinie) und 2003/55/EG (Gasrichtlinie) des Europäischen Parlaments und des Rats vom 26. Juni 2003 festgelegt ist, auf der strikten Trennung des natürlichen Monopols Netz, also Übertragung und Verteilung, von der wettbewerblich organisierbaren Erzeugung und Lieferung. Bei diesem Konzept wird also die dezentrale Stromerzeugung in Eigenanlagen der zentralen Erzeugung in Großkraftwerken wettbewerblich grundsätzlich gleichgestellt.

Anstatt aber nun dieses stringente EU-Konzept konsequent und in klaren Formulierungen national umzusetzen, hat die Bundesregierung mit dem EnWG-E einen Gesetzentwurf vorgelegt, der in Bezug auf die Eigenanlagen weitgehend am geltenden EnWG und der Fünften Durchführungsverordnung festhält. Das ist auch deshalb nicht verständlich, weil die genannten EU-Richtlinien mit Zustimmung der Bundesregierung beschlossen worden sind.

Die auf Zeit angelegte besondere Förderung der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung steht hierzu nicht im Widerspruch: Zum einen, weil ein seit Jahrzehnten durch gesetzliche Diskriminierung gehemmtes Potenzial anders nicht zur Entfaltung gebracht werden konnte, zum anderen, weil es um die Entwicklung neuer Technologien geht.

II. Versorgungssicherheit und Wettbewerb

Die im EnWG-E enthaltenen Regelungen zum Monitoring (§ 51) und besonders zur Ausschreibung neuer Erzeugungskapazitäten (§ 53) erscheinen nicht geeignet, die gewohnte Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten. Vielmehr es ist nicht nur möglich, sondern geradezu wahrscheinlich, dass nicht mehr in ausreichendem Umfang neue Erzeugungskapazitäten errichtet werden.

Aufgrund der Entbündelung von Stromerzeugung und Netz bestimmt sich die Errichtung neuer Kraftwerkskapazität wettbewerblichen Usancen entsprechend nunmehr aus Angebot und Nachfrage. Das bedeutet, dass neue Kraftwerke künftig erst bei knappem Angebot und dementsprechend hohen erwartbaren Renditen in Angriff genommen werden dürften. Während es jedoch auf den üblichen Warenmärkten ausreicht, wenn aufgrund zu geringer Erzeugungskapazität entstehende Versorgungspässe erst nach einiger Zeit durch neue Erzeugungskapazitäten beseitigt werden, ist die Elektrizitätsversorgung durch ein fundamental anderes Verhalten gekennzeichnet. Strom ist nämlich nicht großtechnisch speicherbar. Deshalb müssen Erzeugung und Verbrauch fortwährend, und zwar im Sekundenbereich, im Gleichgewicht gehalten werden. Reicht die Erzeugung nicht aus, bricht die Versorgung alsbald gänzlich zusammen. Dabei können durchaus große Gebiete betroffen sein (Blackout). Um volkswirtschaftlich desaströse plötzliche großflächige Versorgungszusammenbrüche zu vermeiden, muss bei absehbar zu geringer Erzeugungskapazität in mehr oder weniger großen Gebieten vorsorglich der Strom abgeschaltet werden. Solche geplanten Abschaltungen sind jedoch in einer hoch entwickelten Volkswirtschaft nicht

hinnehmbar, besonders nicht in Deutschland mit seiner bislang fast 100%igen Versorgungssicherheit.

Da jedoch die Errichtung neuer großer Kraftwerke Jahre benötigt, käme jede Reaktion auf bald bevorstehende Erzeugungseingpässe zu spät, zumal solche Engpässe oftmals durch unplanbare Ereignisse wie besonders kalte Winter oder einen Kraftwerksausfall verursacht werden. Es muss daher wie bisher eine ausreichend große Reserverzeugungskapazität vorgehalten werden. Reserverzeugungskapazität ist jedoch unwirtschaftlich, weil sie nur selten benötigt wird. Hier greift nun die neue Politik der EltVU. Während sich die Unternehmenspolitik in der Vergangenheit aufgrund der im Monopolbereich erzielbaren Finanzpolster in erster Linie an den technischen Erfordernissen der Stromversorgung orientierte, wird mit dem Übergang auf eine vorrangig am finanziellen Quartalsergebnis orientierten Unternehmenspolitik zunehmend an Investitionen gespart, die der Reservehaltung dienen. Es zählt, wie allgemein im Wettbewerb üblich, die Produktivität, und das erfordert die Auslastung der vorhandenen Produktionskapazitäten.

Diese hier nur skizzierbare Entwicklung ist grundsätzlich neu, und ihr muss wegen der fundamentalen Bedeutung einer sicheren Stromversorgung geeignet begegnet werden. Das sollte derart erfolgen, dass sich die Vorteile des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs in der Elektrizitätsversorgung soweit wie möglich entfalten können und zugleich die gewohnte Versorgungssicherheit erhalten bleibt. Dazu ist es notwendig, die im Gesetzentwurf enthaltenen Regelungen zum Monitoring (§ 51) und zur Ausschreibung neuer Erzeugungskapazitäten (§ 53) zu einem Instrument für die Bewältigung sich abzeichnender Erzeugungseingpässe weiterzuentwickeln und mit den diesbezüglichen Vorschriften des Energiesicherungs-gesetzes von 1975 zu verknüpfen. Insbesondere sind Regelungen für die Sicherstellung einer ausreichenden Reserverzeugungskapazität notwendig. Demgegenüber stellen die Regelungen im EnWG-E nur eine Ermächtigung dar, ohne dass wenigstens in Grundzügen dargelegt ist, wie das dort vorgesehene Ausschreibungsverfahren funktionieren soll. Wegen der immensen Bedeutung einer sicheren Stromversorgung muss im Gesetz klar geregelt werden, welche staatliche Stelle handeln muss, an wen sich die Maßnahmen richten und wer für die Kosten aufkommt. Vergleichbare Erwägungen betreffen auch die Kapazitätsvorhaltung im Übertragungsnetz, während die Verteilungsnetze wegen der geringeren volkswirtschaftlichen Auswirkungen dortiger Versorgungszusammenbrüche weniger betroffen sind.

Auch vor diesem Hintergrund sind die diskriminierenden Regelungen über die dezentrale Stromerzeugung in Eigenanlagen zu beseitigen. Dies betrifft auch die Regelungen über Notstromaggregate, die ebenfalls nicht länger benachteiligt werden sollten. Denn die dezentrale Stromerzeugung stützt die Stromversorgung bei Erzeugungseingpässen, und außerdem kann ihre Kapazität schneller ausgebaut werden.

III. Entbürokratisierung

Gegenüber dem EnWG von 1998 ist das neue EnWG-E bezüglich der Paragrafenzahl von rd. 19 auf 118 und vom Textumfang von etwa 11 auf 56 Seiten angewachsen, also mindestens um den Faktor 5. Vieles wird detailliert geregelt mit der Folge, dass die gesamte sprachliche Gestaltung sehr viel komplizierter und verwirrender ist als im geltenden EnWG und den EU-Richtlinien.

Erfahrungen mit der allgemeinen Gesetzesanwendung haben in den letzten Jahrzehnten immer deutlicher erkennen lassen, dass es auch mit noch so detaillierten Gesetzesausprägungen regelmäßig nicht gelingt, die tatsächliche Lebenswirklichkeit hinreichend zu erfassen und allgemeinverbindlich sinnvoll zu regeln. Da nun gemäß EnWG-E eine Bundesregulierungsbehörde mit zwei gerichtähnlichen Beschlusskammern eingerichtet wird, erscheint es zweckmäßiger, das Gesetz vorrangig auf die notwendigen Grundsätze für die Gestaltung der leitungsgebundenen Energieversorgung und die Befugnisse der Bundesregulierungsbehörde zu beschränken, während die Vorschriften in den Verordnungen und die Rechtsanwendung der Regulierungsbehörde (bzw. den ordentlichen Gerichten) überlassen wird, zumal diese ohnehin mit auftretenden Streitfällen befasst werden. Dadurch könnte das EnWG-E von vielen Detailregelungen entlastet und wesentlich übersichtlicher werden.

Eine weitere Verbesserung der Transparenz und der Handhabbarkeit des EnWG-E ließe sich erreichen, wenn die verschiedenen Begriffe für die Letztverbraucher im sogenannten standardisierten Massengeschäft (insbesondere Haushalts- und Gewerbekunden, kleinere Unternehmen, Freiberufler) unter einer einheitlichen Kategorie zusammengefasst werden, anstatt die Regelungen des geltenden EnWG zu übernehmen. Diese Kategorie könnte sich daran orientieren, dass diese Verbraucher überwiegend aus dem Niederspannungs- bzw. Niederdrucknetz versorgt werden.

IV. Ein Fazit

Da die Innovationsdynamik in Wettbewerbsmärkten immer sehr viel größer ist als in abgeschotteten Wirtschaftsbereichen, werden auf längere Sicht diejenigen Mitgliedsstaaten, die die EU-Richtlinien in vollem Umfang umsetzen, Wettbewerbsvorteile erringen, besonders bei der dezentralen Energieerzeugung.

Zusammengefasst ist mit dem EnWG-E die Chance vertan worden, ein modernes, zukunftsweisendes Recht für die leitungsgebundenen Energien Elektrizität und Gas vorzulegen, das dem Innovationsanspruch des Bundeswirtschaftsministers gerecht wird. Eigentlich müsste man noch einmal von vorne anfangen.

B) Zum Gesetzentwurf im einzelnen

1. In § 1 Abs. 3 ist der Punkt durch ein Komma zu ersetzen und wie folgt fortzuführen:

„, insbesondere

- der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt,
- der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und
- der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.“

Begründung:

Die Bezugnahme auf die übergeordneten EU-Richtlinien knüpft an das auch im nationalen Gesetzgebungsverfahren

ren übliche Vorgehen an, die Ausgangsbestimmungen im Gesetz selbst aufzuführen, um Gesetzesauslegungen zu erleichtern. [ähnlich VIK]

2, § 2 Abs. 2 ist wie folgt zu fassen:

„(2) Die Verpflichtungen nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien und nach dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung bleiben vorbehaltlich des § 13 unberührt.“

Folgeänderung: § 13 Abs. 1 Satz 2 ist wie folgt zu ändern:

„Bei netzbezogenen Maßnahmen nach Satz 1 sind die Verpflichtungen nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien und nach dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu berücksichtigen.“

Begründung:

Ebenso wie die Verpflichtungen des EEG sind auch die Verpflichtungen des KWKG im Sinne einer spezialgesetzlichen Generalklausel umfassend, weshalb das KWKG in § 2 Abs. 2 ebenfalls aufzuführen ist. Daraus ergibt sich die Folgeänderung in § 13 Abs. 1 Satz 2.

3. In § 3 ist nach Nr. 1 die folgende Nummer einzufügen:

„1a. Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Unternehmens, die Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen sind,“

Begründung:

Definition infolge des neuen Abs. 5 in § 21 notwendig.

4. In § 3 Nr. 17 ist der letzte Halbsatz wie folgt zu fassen:

„sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers oder die Aufnahme von Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen geeignet sind,“

Begründung:

Klarstellung, dass die Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung auch der Aufnahme von Energie aus Anlagen der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung dienen.

5. In § 3 ist nach Nr. 23 die folgende Nummer einzufügen:

„23a. Kleinunternehmen

Unternehmen mit Anschluss an das Niederspannungs- oder Niederdrucknetz und mit weniger als 50 Personen und einem Jahresumsatz oder einer Jahresbilanzsumme von höchstens 10 Mio. EUR,“

Begründung:

Eine Beschränkung des Schutzes der Grundversorgung auf den Bereich der Haushaltskunden ist nicht sachgerecht. Kleinere Unternehmen, Gewerbetreibende oder Freiberufler („Ich-AG“) verfügen über keine stärkere Marktstellung als die Gruppe der Haushaltskunden. Die Unternehmensdefinition entspricht Art. 3 Abs. 3 der Richtlinie 2003/54/EG bzw. 2003/55/EG vom 26. Juni 2003, grenzt sie aber ein auf den Anschluss an das Niederspannungs- oder Niederdrucknetz. Derartige Unter-

nehmen sind bei Versorgung aus dem Niederspannungs- bzw. Niederdrucknetz im standardisierten Massengeschäft (großen) Haushaltskunden hinreichend vergleichbar. Im Übrigen würde es heutigen Tätigkeitsverhältnissen nicht entsprechen, zwischen Haushaltskunden mit einer Standardanschlussleistung von 40 kW und kleineren Unternehmen, Gewerbekunden oder Freiberuflern mit nicht größerer Anschlussleistung zu trennen, zumal deren Anschlüsse an das Niederspannungs- bzw. Niederdrucknetz in der Regel örtlich weitgehend durchmischte sind. [ähnlich BRat, dort Folgeänderungen]

6. In § 3 ist nach Nr. 26 die folgende Nummer einzufügen:

„26a. Netzanschluss

physikalische Verbindung zwischen Energieversorgungsnetz und Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage,“

Begründung:

Klarstellung

7. In § 3 ist nach Nr. 29 die folgende Nummer einzufügen:

„29a. Netzzugang

Bedingungen für die Entnahme oder die Einspeisung von Energie aus oder in Energieversorgungsnetze,“

Begründung:

Klarstellung

8. In § 5 folgende Ergänzung anfügen:

“Von der Anzeigepflicht bleiben Unternehmen befreit, die nicht mehr als 500 Endverbraucher beliefern und deren Umsatz an Endverbraucher den Betrag von 2,5 Mio Euro vor Steuern jährlich nicht überschreitet; sie sind lediglich verpflichtet, von ihren Direktkunden keine schlechteren Bedingungen zu fordern, als diese vom nächst gelegenen größeren EVU verlangt werden.“

Diese Anwendungsgrenze sollte auch gelten für die entsprechenden Verpflichtungen von EVU aus den § 10 (Rechnungslegung, Buchführung) und § 19 (Technische Vorschriften) und § 26 (Missbräuchliches Verhalten) und § 47 (Meldepflicht).

9. Änderung zu § 6ff (Entflechtung):

Anstelle der rechtlichen Entflechtung soll das EnWG eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung vorsehen.

Begründung:

Die Vorschriften zur rechtlichen Entflechtung des Netzbetriebs von den übrigen Bereichen reichen nicht aus, eine faire Wettbewerbsbasis für unabhängige Energieanbieter und insbesondere neue Marktteilnehmer zu schaffen. Eine Trennung des Eigentums bedingt nicht notwendiger Weise die Verstaatlichung der Netze sondern lediglich völlig getrennte Unternehmen, wie es in anderen EU-Ländern zum Teil der Fall ist.

10. In § 12 ist nach Abs. 1 der folgende Absatz einzufügen:

„(1a) Betreiber von Übertragungsnetzen haben bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang zu geben, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.“

Begründung:

Umsetzung von Art. 11 Abs. 3 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003

11. In § 13 Abs. 1 Satz 1 hinter „zuschaltbare Lasten“ einfügen:

„und Erzeugungsanlagen“

In Satz 2 „berücksichtigen“ ersetzen durch „beachten“.

Ferner am Ende von Abs.1 folgende Ergänzung einfügen:

“Marktbezogene Maßnahmen sind vorrangig vor netzbezogenen Maßnahmen anzuwenden. Die Netzbetreiber haben durch vertragliche Vereinbarungen mit Erzeugern und Verbrauchern dafür Sorge zu tragen, dass für den Gefährdungs- oder Störfall ausreichend vertraglich gesicherte Kapazitäten für marktbezogene Maßnahmen zur Verfügung stehen.“

Begründung:

Vor dem Hintergrund bestehender Netzengpässe kommt es regional zu häufigen Abschaltungen von Einspeisungen. Solange die Netzbetreiber die Möglichkeit haben, entschädigungslos Erzeuger abzuschalten, besteht wenig Anreiz, die Engpässe zu beseitigen. Da wiederholtes entschädigungsloses Abschalten vom Netz wirtschaftlich für die Erzeuger nicht hinnehmbar ist, müssen für diese Fälle vertragliche Lösungen geschaffen werden. Das EEG sieht diese Möglichkeit als Abweichung vom unbedingten Abnahmevorrang bereits vor. Im EnWG sollten Maßnahmen auf Basis vertraglicher Vereinbarungen für die Fälle Vorrang haben, in denen Gefährdungen oder Störungen der Netzsicherheit erkennbar werden.

12. In § 14 ist nach Abs. 1 der folgende Absatz einzufügen:

„(1a) Betreiber von Verteilungsnetzen haben bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang zu geben, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.“

Begründung:

Umsetzung von Art. 14 Abs. 4 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003

13. § 14 Abs. 2 ist wie folgt zu fassen:

„(2) Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigen die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.“

Begründung:

Umsetzung von Art. 14 Abs. 7 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003

14. In § 15 ist hinter Abs. 1 ein neuer Abs. 1a wie folgt einzufügen:

„(1a) Betreiber von Fernleitungs- und Gasverteilernetzen haben Biogas und Gas aus Biomasse oder andere Gasarten in Fernleitungs- und Gasverteilernetze aufzunehmen und durch diese Netze zu transportieren, soweit dies technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist.“

Begründung:

Die Regelung ist zur Umsetzung von Art. 1 Abs. 2 der Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 erforderlich. Demnach gelten die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften nicht nur für Erdgas einschließlich verflüssigtem Erdgas (LNG), sondern auch für Biogas und Gas aus Biomasse oder andere Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren.

15. In § 17 Abs. 2 sind die Sätze 1 und 2 wie folgt zu fassen:

„(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können einen Netzanschluss nach Absatz 1 verweigern, wenn sie nicht über die nötige Kapazität verfügen. Die Verweigerung ist hinreichend substantiiert in Textform zu begründen; sie muss aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zur Verstärkung des Netzes erforderlich sein würden.“

Folgeänderung:

In Satz 4 wird aus der Zahl „3“ eine „2“.

Begründung:

Die Änderung ist zur Umsetzung von Art. 20 Abs. 2 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 erforderlich. Dort ist kein anderer Grund zur Verweigerung eines Netzzugang aufgeführt als ausschließlich der folgende: „Der Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilernetzes kann den Netzanschluss verweigern, wenn er nicht über die nötige Kapazität verfügt.“ Eine Differenzierung zwischen Netzanschluss und Netzzugang wie im EnWG-E erfolgt dort nicht.

16. In § 18 Abs. 1 Satz 1 sind im letzten Halbsatz die Wörter „zur Entnahme von Energie“ zu streichen“.**Begründung:**

Es geht hier nicht nur um die allgemeine Anschlusspflicht für die Entnahme von Energie, sondern auch um die Einspeisung von Energie aus dezentralen Anlagen auf der Niederspannungs- oder Niederdruckstufe gemäß § 14 Abs. 2.

17. In § 18 Abs. 1 ist Satz 2 wie folgt zu fassen:

„Diese Pflichten bestehen nicht, wenn die Kosten des Anschlusses im Vergleich zur Gesamtheit aller Anschlüsse an das jeweilige Energieversorgungsnetz außergewöhnlich hoch sind.“

Begründung:

Zur wirtschaftlichen Unzumutbarkeit der Vorschrift in Satz 2 zählt bisher auch die Einspeisung von Energie aus Anlagen der erneuerbarer Energien und der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung („Eigenanlagen“). Es ist daher eine Klarstellung erforderlich, dass sich die Unzumutbarkeit nur auf unverhältnismäßig hohe Kosten des Anschlusses selbst gründen darf (z.B. besonders lange Stickleitung zwischen EVU-Netz und dem Netzbereich des Verbrauchers/Einspeisers).

18. Zu § 18 Abs. 2:

a) § 18 Abs. 2 Satz 1 erster Halbsatz ist wie folgt zu fassen:

„Wer sich von einem Dritten an das Energieversorgungsnetz anschließen lässt,“

b) Abs. 2 Satz 3 ist zu streichen.

Begründung:

a) § 18 Abs. 2 spiegelt in Bezug auf die Deckung des Eigenbedarfs durch den Betrieb einer Anlage zur Energieerzeugung (Eigenanlage) die Intentionen des ursprünglichen Energiewirtschaftsgesetzes vom 12.12.1935 und seiner Fünften Durchführungsverordnung vom 21.10.1940 wider. In dieser Verordnung wird die Zumutbarkeit der Reserve- und Zusatzversorgung bei Verbrauchern mit Eigenanlagen mit dem Ziel geregelt, Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor konkurrierender Stromerzeugung zu schützen.

Dementsprechend würde der Ausschluss von der allgemeinen Anschlusspflicht bei Eigenanlagen einen Schutz der Kraftwerke integrierter Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegen den Wettbewerb mit dezentralen Erzeugungsanlagen Dritter (Eigenanlagen) bewirken. Denn wenn die allgemeine Anschlusspflicht wegen einer Eigenanlage entfällt, werden sich potenzielle Anlagenbetreiber von einer Installation abhalten lassen. Zwar hebt § 18 Abs. 2 Satz 3 diese Einschränkung bezogen auf die Tarifabnehmer wieder auf, nicht jedoch für andere ebenfalls aus dem Niederspannungsnetz versorgte Kunden (kleine Unternehmen, Gewerbe, Freiberufler u.dgl.).

Eine transparenter und unverzerrter Wettbewerb zwischen den Kraftwerken der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Eigenanlagen ist jedoch besonders für innovative Energieversorgungskonzepte von großer Bedeutung. Solche Konzepte beruhen beispielsweise darauf, dass kleinere Heizgeräte auf Kraft-Wärme-Kopplungs-Basis (u.a. mit Brennstoffzellen) in Kleinunternehmen, Geschäftshäusern, Wohnsiedlungen und selbst in Privatgebäuden ebenso wie Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien längerfristig deutlich zur Stromerzeugung beitragen. Auch große Energieversorgungsunternehmen haben derartige Konzepte bereits getestet. Wenn aber Eigenanlagen zu einem Ausschluss vom Grundversorgungsanspruch führen, werden sich beispielsweise gewerbliche oder zur Wohnungswirtschaft gehörende Betreiber von Eigenanlagen wegen der Unsicherheiten bei der Reserve- und Zusatzstromversorgung nicht für derartige Konzepte entscheiden. Wegen der faktischen örtlichen Durchmischung der Haushaltskunden mit den anderen aus dem Niederspannungsnetz versorgten Kunden heilt auch die Herausnahme der Haushaltskunden aus der Regelung die Diskriminierung nicht. Die einzigen Unternehmen, die die skizzierten Konzepte mit dem Versprechen einer sicheren Versorgung auch bei Ausfall einer Eigenanlage ohne Mehrkosten anbieten könnten, wären Energieversorgungsunternehmen. Für diese Unternehmen würde also ein Wettbewerbsvorteil gesetzlich begründet.

Im Ergebnis entspricht die Übernahme der Regelungsgehalte des § 10 Abs. 2 des geltenden EnWG weder der Zielsetzung des § 1 EnWG-E noch Art. 3 Abs. 3 und Art. 14 Abs. 2 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003. Außerdem entspricht sie nicht der gemäß EEG und KWKG beschlossenen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und mittels KWK-Anlagen. Denn es ist gerade Zweck derartiger Stromerzeugung, über einen Eigenbedarf hinaus Elektrizität in das Versorgungsnetz einzuspeisen, wozu ein Anschluss Voraussetzung ist. Das glei-

che gilt im Grundsatz auch für dezentrale Biogasanlagen. Aus diesen Gründen ist der Ausschluss von der allgemeinen Anschlusspflicht bei Eigenanlagen aufzuheben. [ähnlich Greenpeace S. 37 ff.]

b) Abs. 2 Satz 3 ist nach der Streichung in Abs. 2 Satz 1 betreffend Eigenanlagen gegenstandslos geworden.

19. In § 19 Abs. 3 ist hinter Satz 2 der folgende Satz einzufügen:

„Die technischen Bedingungen für Messgeräte, Zähler und Schalteinrichtungen haben sich auf die Festsetzung nicht diskriminierender Standards zu beschränken.“

Begründung:

Die Übertragung technischer Standards, etwa aus der Großkraftwerkstechnik mit dem dort notwendigen großen Aufwand auf vergleichsweise kleine dezentrale Erzeugungsanlagen ist in der Regel nicht gerechtfertigt und hat diskriminierende Auswirkungen. Im Übrigen Umsetzung von Art. 5 der Richtlinie 2003/54/ED von 26. Juni 2003. [ähnlich B.KWK S. 5]

20. In § 19 Abs. 3 Satz 4 ist der Punkt durch ein Komma zu ersetzen und wie folgt fortzufahren:

„die sie auf die Übereinstimmung mit den Grundsätzen dieses Gesetzes überprüft. Die Regulierungsbehörde kann die technischen Anschlussbedingungen beanstanden.“

Begründung:

Eine wichtige Komponente der Bedingungen für den Anschluss an Versorgungsnetze ist die Ausgestaltung der technischen Vorschriften. Um sicherzustellen, dass diese nicht mehr als die sachlich notwendigen technischen Bedingungen für die Interoperabilität der Netze enthalten und nicht diskriminierend sind, ist ihre Überprüfung und ggf. die Möglichkeit einer Beanstandung durch die Regulierungsbehörde erforderlich.

21. In § 20 Abs. 1 Satz 1 ist das Wort „gewähren“ durch „ermöglichen“ zu ersetzen.

Begründung:

Es handelt sich um eine Angelegenheit auf technischer, wirtschaftlicher und vertraglicher Grundlage und nicht um eine gnadenartige Handlung.

21a. In § 20 Abs. 1 ist am Ende anzufügen:

„Die Betreiber von Netzen, in die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingespeist wird, sind von der Pflicht, für Strom anderer Herkunft den Zugang zum Netz zu gestatten, befreit.“

Begründung:

Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der Netzen entnommen wird, in die ausschließlich solcher Strom eingespeist wird, ist von der Stromsteuer befreit. Dieser Vorteil würde bei einer Durchmischung verloren gehen.

22. In § 20 Abs. 2 sind die Sätze 1 und 2 wie folgt zu fassen:

„(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können den Zugang nach Absatz 1 verweigern, wenn sie nicht über die nötige Kapazität verfügen. Die Verweigerung ist hinreichend substantiiert in Textform zu begründen; sie muss aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zur Verstärkung des Netzes erforderlich wären.“

Folgeänderungen:

- a) In § 20 Abs. 2 Satz 4 wird aus der Zahl „3“ eine „2“.
 b) In § 25 ist in Satz 1 das Wort „insbesondere“ durch „auch“ zu ersetzen.

Begründung:

Die Änderung ist zur Umsetzung von Art. 20 Abs. 2 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 erforderlich. Dort ist kein anderer Grund zur Verweigerung des Netzzugangs aufgeführt als der folgende: „Der Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilernetzes kann den Netzzugang verweigern, wenn er nicht über die nötige Kapazität verfügt.“ Damit ist die gemäß geltendem EnWG bestehende Möglichkeit, Energieeinspeisungen Dritter wegen Verdrängung unternehmenseigener Erzeugungskapazitäten wegen negativer Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der eigenen Erzeugung als unzumutbar zu verweigern, nicht länger zulässig. (Der ausschließlich für Gasversorgungsnetze geltende Verweigerungsgrund wirtschaftlicher Unzumutbarkeit infolge von Take-or-Pay-Verträgen ist in § 25 geregelt.)

23. In § 21 ist ein neuer Absatz 5 einzufügen:

„(5) Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Energieverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt, das den durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelten entspricht. Maßgeblich ist die physikalische Entlastung des Netzes.“

Begründung:

Die dezentrale Energiegewinnung erbringt einen wichtigen und wachsenden Beitrag zur Energieversorgung. Wie schon in der Verbändevereinbarung Strom II plus sollten auch im EnWG-E Regelungen für Vergütungen vermiedener Netznutzungsentgelte enthalten sein. [ähnlich bne/VEA/VIK S. 24]

24. Zu § 24 Satz 5:

- a) In § 24 Satz 5 ist das Wort „ergänzend“ zu streichen.
 b) In § 24 ist der letzte Halbsatz von Satz 5 wie folgt zu ändern:

„wobei bei Einspeisungen von Elektrizität oder Gas aus dezentralen Erzeugungsanlagen vermiedene Entgelte für den Netzzugang in den vorgelagerten Ebenen zu erstatten sind.“

Begründung:

a) Angesichts der Verpflichtungen gemäß EEG und KWKG sollte das Wort „ergänzend“ entfallen, zumal sich Ausspeisungen und Einspeisungen von Energie nur durch die Richtung der Energielieferung unterscheiden.

b) Soweit durch dezentrale Elektrizitäts- oder Gaserzeugung Kosten in den vorgelagerten Netzebenen eingespart werden, sollten sie auch erstattet werden. Dem trägt auch die Vergütungsregelung der Verbändevereinbarung Strom II plus Rechnung. Entsprechendes gilt bei Einspeisungen in das Gasnetz aus dezentralen Biogasanlagen. [ähnlich bne/VEA/VIK S. 30]

25. § 31 Abs. 2 Satz 2 ist wie folgt zu fassen:

„Sofern ein Antrag nicht die Voraussetzungen des Satzes 1 erfüllt, weist die Regulierungsbehörde den Antragsteller darauf hin und räumt ihm eine angemessene Frist zur

Vervollständigung seines Antrags ein. Kommt der Antragsteller der Aufforderung innerhalb der gesetzten Frist nicht nach, verwirft die Regulierungsbehörde den Antrag als unzulässig.“

Begründung:

Wie im Referentenentwurf zum EnWG-E vom 26.2.2004 vorgesehen, sollten formelle Mängel durch wohlmeinenden Hinweis der Behörde geheilt werden können, wie es bei Großvorhaben ohnehin üblich ist.

26. In § 36 Abs. 1 Satz 1 ist das Wort „Haushaltskunden“ zu ersetzen durch:

„Haushaltskunden und Kleinunternehmen“:

Begründung:

Kleinunternehmen sollten Haushaltskunden gleichgestellt werden, soweit es sich um standardisiertes Massengeschäft auf der Niederspannungs-/Niederdruckstufe handelt, da dies mit Haushaltskunden ausreichend vergleichbar ist.

27. In § 36 Abs. 1 ist an Satz 1 der folgende Satz anzuschließen:

„Ebenso sind allgemeine Bedingungen und allgemeine Preise für die Einspeisung von Energie in das Niederspannungs-/Niederdrucknetz anzubieten und im Internet zu veröffentlichen.“

Begründung:

Die allgemein und mit den EEG und dem KWKG besonders geförderte Nutzung der erneuerbaren Energien und der Stromerzeugung in KWK-Anlagen sollte in Bezug auf die kleineren dezentralen Anlagen zur Einspeisung in Niederspannungs- oder Niederdrucknetze den Massengeschäftsregelungen der Letztverbraucher in Haushalt und Kleinunternehmen gleichgestellt werden. Das erfordert ebenso wie beim Energiebezug allgemein verbindliche tarifliche Einspeisebedingungen.

28. In § 36 Abs. 1 ist an Satz 2 der folgende Satz anzuschließen:

„Diese Pflichten bestehen nicht, wenn die Kosten der Versorgung im Vergleich zur Gesamtheit aller Versorgungen des Energieversorgungsunternehmens außergewöhnlich hoch sind.“

Begründung:

Es ist eine Klarstellung erforderlich, dass sich die Unzumutbarkeit nur auf unverhältnismäßig hohe Kosten der Grundversorgung selbst gründen darf (z.B. aufgrund einer besonders langen Stickleitung zwischen EVU-Netz und dem Netzbereich des Verbrauchers/Einspeisers), nicht jedoch auf die bloße Tatsache einer Einspeisung von Energie aus Eigenanlagen der erneuerbarer Energien und der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung.

29. Zu § 36 Abs. 2:

Die Bestimmung, wer Grundversorger im Sinne des § 36 (und wer örtlicher Netzbetreiber im Sinne des § 46) ist, sollte in einem anderen Verfahren als aufgrund einer statistischen Feststellung erfolgen. Der örtlichen Bedeutung der Wahl des Grundversorgers und des örtlichen Netzbetreibers würde entsprechen, der Gemeinde als Selbstverwaltungskörperschaft für die örtliche Gemeinschaft je ein Konzessionsrecht für den Grundversorger und

den örtlichen Netzbetreiber ausdrücklich zuzusprechen. In den entsprechenden Konzessionierungen wären dann u.a. die Kriterien für die Versorgungsbedingungen bei dezentralen Eigenanlagen bzw. bei einer Teilversorgung neben einem Energiebezug von Dritten festzulegen.

30. Zu § 37:

a) Abs. 1 Satz 1 erster Halbsatz ist wie folgt zu fassen:

„Wer sich von einem Dritten versorgen lässt,“

b) Abs. 1 Satz 3 ist zu streichen.

Folgeänderung: Streichung von Abs. 2.

Begründung:

a) § 37 Abs. 1 spiegelt in Bezug auf die Deckung des Eigenbedarfs durch den Betrieb einer Anlage zur Energieerzeugung (Eigenanlage) die Intentionen des ursprünglichen Energiewirtschaftsgesetzes vom 12.12.1935 und seiner Fünften Durchführungsverordnung vom 21.10.1940 wider. In dieser Verordnung wird die Zumutbarkeit der Reserve- und Zusatzversorgung bei Verbrauchern mit Eigenanlagen mit dem Ziel geregelt, Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor konkurrierender Stromerzeugung zu schützen.

Dementsprechend würde der Ausschluss von der Grundversorgung bei Eigenanlagen einen Schutz der Kraftwerke integrierter Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegen den Wettbewerb mit dezentralen Erzeugungsanlagen Dritter (Eigenanlagen) bewirken. Denn wenn der Grundversorgungsanspruch wegen einer Eigenanlage entfällt, werden sich potenzielle Anlagenbetreiber von einer Installation abhalten lassen. Zwar hebt § 37 Abs. 1 Satz 3 diese Einschränkung bezogen auf die Haushaltskunden wieder auf, nicht jedoch für andere ebenfalls aus dem Niederspannungsnetz versorgte Kunden (kleine Unternehmen, Gewerbe, Freiberufler u.dgl.).

Eine transparenter und unverzerrter Wettbewerb zwischen den Kraftwerken der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Eigenanlagen ist jedoch besonders für innovative Energieversorgungskonzepte von großer Bedeutung. Solche Konzepte beruhen beispielsweise darauf, dass kleinere Heizgeräte auf Kraft-Wärme-Kopplungs-Basis (u.a. mit Brennstoffzellen) in Kleinunternehmen, Geschäftshäusern, Wohnsiedlungen und selbst in Privatgebäuden ebenso wie Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien längerfristig deutlich zur Stromerzeugung beitragen. Auch große Energieversorgungsunternehmen haben derartige Konzepte bereits getestet. Wenn aber Eigenanlagen zu einem Ausschluss vom Grundversorgungsanspruch führen, werden sich beispielsweise gewerbliche oder zur Wohnungswirtschaft gehörende Betreiber von Eigenanlagen wegen der Unsicherheiten bei der Reserve- und Zusatzstromversorgung nicht für derartige Konzepte entscheiden. Wegen der faktischen örtlichen Durchmischung der Haushaltskunden mit den anderen aus dem Niederspannungsnetz versorgten Kunden heilt auch die Herausnahme der Haushaltskunden aus der Regelung die Diskriminierung nicht. Die einzigen Unternehmen, die die skizzierten Konzepte mit dem Versprechen einer sicheren Versorgung auch bei Ausfall einer Eigenanlage ohne Mehrkosten anbieten könnten, wären Energieversorgungsunternehmen. Für diese Unternehmen würde also ein Wettbewerbsvorteil gesetzlich begründet.

Im Ergebnis entspricht die Übernahme der Regelungsgehalte des § 10 Abs. 2 des geltenden EnWG und der §§ 5 und 8 der geltenden Fünften Durchführungsverordnung weder der Zielsetzung des § 1 EnWG-E noch Art. 3 Abs. 3 und Art. 14 Abs. 2 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003. Außerdem entspricht sie nicht der gemäß EEG und KWKG beschlossenen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und mittels KWK-Anlagen. Denn es ist gerade Zweck derartiger Stromerzeugung, über einen Eigenbedarf hinaus Elektrizität in das Versorgungsnetz einzuspeisen. Das gleiche gilt im Grundsatz auch für dezentrale Biogasanlagen. Aus diesen Gründen ist der Ausschluss vom Grundversorgungsanspruch bei Eigenanlagen aufzuheben. Das schließt auch Notstromaggregate ein: Entweder handelt es sich hier um Eigenanlagen im vorstehend beschriebenen Sinn, die im Bedarfsfall auch zur Notstromerzeugung eingesetzt werden können, oder um reine Stromerzeugungsaggregate ohne Abwärmenutzung, deren Betrieb marktwirtschaftlichen Gegebenheiten überlassen bleiben kann.

b) Die Regelung zur Reserveversorgung ist nach der Streichung in Abs. 1 Satz 1 betreffend Eigenerzeugung gegenstandslos geworden. [ähnlich Greenpeace S. 37 ff.]

31. § 38 Abs. 1 Satz 2 ist wie folgt zu fassen:

„Die Bestimmungen dieses Teils gelten auch für dieses Rechtsverhältnis.“

Begründung:

Angesichts des Übergangscharakters einer Ersatzversorgung sind gesonderte und im Allgemeinen höhere Preise für derartige Lieferungen nicht zu rechtfertigen, zumal Haushaltskunden ohnehin ausgenommen sind.

32. In § 42 Abs. 1 ist hinter Nr. 1 eine neue Nummer wie folgt einzufügen:

„1a. den Anteil des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms an der gesamten Elektrizitätslieferung;“

Begründung:

In Ergänzung zu Abs. 1 und in Anlehnung an Art. 3 Abs. 6 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 ist wegen der Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung für eine ressourcensparende und umweltschonende Strom- und Wärmeerzeugung die Angabe entsprechender Daten sinnvoll.

32a. In § 42 ist Abs. 6 um folgendes zu ergänzen:

„Auszuweisen sind auch die externen Kosten der Stromerzeugung entsprechend dem jeweiligen Energieträgermix und der aus Subventionen erzielte Kostenvorteil je Kilowattstunde, soweit die Bundesregierung hierzu gutachterlich ermittelte Werte veröffentlicht hat.“

Begründung:

in Absatz (6) ist bislang nur die Pflicht enthalten, den Letztverbrauchern auf der Stromrechnung die Netzentgelte auszuweisen. Im Hinblick auf die verzerrte Debatte über die Kosten Erneuerbarer und konventioneller Energien sollten auf der Stromrechnung auch die nicht im Preis enthaltenen Kostenbestandteile der Stromerzeugung aufgeführt werden. Die Bundesregierung sollte dazu jährlich fortgeschriebene Gutachten veröffentlichen, die anteiligen Subventionen für die einzelnen Stromerzeugungsarten gutachterlich feststellen und die Höhe der externen Kosten für jede Erzeugungsart. Entsprechend dem auszuweisenden Strommix sollten die diesem Mix entspre-

chenden Subventionsanteile und externen Kosten mit auf der Rechnung aufgeführt werden.

33. § 53 Satz 1 erster Halbsatz ist wie folgt zu fassen:

„Sofern die Versorgungssicherheit im Sinne des § 1 und aufgrund der Ergebnisse des Monitoring nach § 51 durch vorhandene Erzeugungskapazitäten oder getroffene Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmöglichkeiten (ohne Abschaltung der Elektrizitätsversorgung) allein nicht gewährleistet ist,“

Begründung:

Gegenstand des Monitoring ist im wesentlichen, fortlaufend die Übereinstimmung der Versorgungslage mit den Zielen des § 1 festzustellen. Deswegen ist in § 53 Satz 1 eine Bezugnahme auf § 51 erforderlich.

34. In § 53 ist hinter Abs. 1 ein neuer Absatz 2 wie folgt anzufügen:

„(2) Führt das Ausschreibungsverfahren gemäß Absatz 1 nicht in angemessener Zeit zum Ziel, hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit die Notsituation festzustellen und die Verfügbarmachung neuer Erzeugungskapazitäten anzuordnen.“

Begründung:

Wenn das Ausschreibungsverfahren nicht zum Ziel führt, muss eindeutig bestimmt sein, dass dann die Aufsicht führende staatliche Stelle die Marktteilnehmer durch Anordnung zu veranlassen hat, notwendige neue Erzeugungskapazitäten verfügbar zu machen (neue Erzeugungskapazitäten bzw. äquivalente Importmöglichkeiten). Im Gegensatz zu diesem sich eher über Jahre entwickelnden Thematik sind Gegenstand des Energiesicherungsgesetzes vorrangig plötzliche Versorgungsengpässe, deren Bewältigung den Lastverteilern obliegt. Zur weiteren Begründung wird auf A) Nr. 2 verwiesen.

35. § 59 Abs. 3 ist wie folgt zu fassen:

"(3) Die Angehörigen der Bundesregulierungsbehörde und die Mitglieder der Beschlusskammern müssen von den Interessen der Wirtschaftsbereiche Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post vollkommen unabhängig sein. Insbesondere dürfen sie innerhalb von drei Jahren vor Tätigkeitsaufnahme in der Behörde weder ein Unter-

nehmen der Energiewirtschaft innegehabt oder geleitet haben noch Mitglied des Vorstands oder Aufsichtsrates eines Unternehmens der Energiewirtschaft gewesen sein; desweiteren dürfen sie erst drei Jahre nach ihrem Ausscheiden aus der Behörde derartige Funktionen wahrnehmen."

Begründung:

Die im EnWG-E vorgesehene Regelung betrifft nur die Mitglieder der Beschlusskammern. Aufgrund von Artikel 23 der Richtlinie 2003/54/EG und von Artikel 25 der Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 ist jedoch eine „vollkommene Unabhängigkeit“ der Regulierungsbehörde erforderlich. Diese Formulierung ist umfassender und klarer. Daher betrifft das Unabhängigkeitserfordernis nicht nur die Beschlusskammern, sondern die Behörde insgesamt. Im Übrigen sollte das gleiche auch für die bereits übertragenen Regulierungsbereiche Telekommunikation und Post gelten.

II. Zu Artikel 3

(Änderung sonstiger Gesetze und Rechtsverordnungen)

In Absatz (35) (zur Änderung des EEG.) wird folgendes ergänzt:

„In die Zuständigkeit der Regulierungsbehörde fällt die Aufsicht für den Vollzug des EEG betreffend die §§ 4, 5, 13 – 16, 18,19.“

Begründung:

Der Vollzug des EEG kann erheblich verbessert werden, wenn für in Streitfällen eine fachlich ausgestattete Behörde angerufen werden kann. In der Regulierungsbehörde ist diese fachliche Ausstattung zu erwarten.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1513

24. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB)

Einleitung

Mit dieser Novelle des EnWG sollen die Richtlinien des Europäischen Parlaments und Rates 2003/54/EG und 2003/55/EG vom 26. Juni 2003, für Elektrizität und Gas (sog. Beschleunigungsrichtlinien) umgesetzt werden.

Der DGB plädiert dafür, die nationale Umsetzung möglichst nahe an den Richtlinien selbst auszulegen. Wesentlicher Ausgangspunkt für den DGB ist die Überlegung, dass das EnWG neben anderen energiepolitischen Instrumenten dazu beitragen muss, eine jederzeit gesicherte, umweltschonende und preiswürdige Energieversorgung in dem relativ dicht besiedelten Deutschland mit seinen vergleichsweise energieintensiven Industrien sicherzustellen und weiterzuentwickeln. Für den DGB ist dabei die Sicherung und der Ausbau eines ausgewogenen und wettbewerbsfähigen Energiemixes mit den dazugehörigen Infrastruktursystem von entscheidender Bedeutung. Zudem sind nach dem Einbruch der letzten Jahre Anreize für eine wieder regere Investitionstätigkeit notwendig, um die Netz- und Versorgungsqualität langfristig zu sichern. Wichtig ist auch zu sehen, dass die Energiewirtschaft wichtige Impulsgeberin für Kernbranchen der deutschen Industrie (Kraftwerksbau, Anlagenbau, Maschinenbau, Netztechnik) ist.

Übereinstimmend mit den vorliegenden Erkenntnissen der energiewirtschaftlichen Institute ist zudem festzuhalten, dass die Ausfallzeiten im deutschen Netz zu den

niedrigsten und die Qualitäts- und Umwelanforderungen (z. B. unterirdische Verkabelung etc.) zu den höchsten in Europa und auch weltweit gehören. Dies ist auch für die Zukunft sicher zu stellen, indem der Wettbewerb über Energieeffizienz und Qualität initiiert wird – ein Kostensenkungswettbewerb um Umwelt- und Sozialstandards steht dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung zuwider und ist deshalb unbedingt zu vermeiden.

Energiewirtschaftliches Umfeld

Mit der Umsetzung der europäischen Elektrizitätsrichtlinie in nationales Recht im Juni 1998 durch die damalige CDU/FDP-Bundesregierung und den in der Folge entstandenen Märkten für Elektrizität (hier Strombörse) und später Gas haben sich neue Modelle am Elektrizitäts- / Gasmarkt etabliert.

Bei der Diskussion um wettbewerbsfähige Preise für alle Endverbraucher ist zu differenzieren zwischen

- Wettbewerbs- und Marktentwicklungen
- Kosten respektive Gebühren im natürlichen Monopolbereich, Regulationsbereich des EnWG (Netze) sowie den
- Steuern und Abgaben.

Im Rahmen der 1998 durchgeführten Novelle des EnWG hat der DGB frühzeitig und umfassend auf die unkalku-

liehbaren Folgewirkungen einer sofortigen uneingeschränkten Marktöffnung hingewiesen und dafür plädiert, die Übergangsoptionen der EU-Richtlinie zu nutzen, wie sie auch in anderen EU-Mitgliedstaaten praktiziert wurden.

Die damalige CDU/CSU/FDP-geführte Bundesregierung hat darauf verzichtet und sämtlichen Elektrizitätsabnehmergruppen den Zugang zum Markt und Wettbewerb eröffnet. In der Folge kam es einerseits zu teilweise deutlichen Strompreissenkungen in einigen Teilbereichen insbesondere der großen Industriekunden, die allerdings inzwischen weitgehend wieder aufgezehrt wurden, vor allem durch die gestiegenen Brennstoffpreise. Auf der anderen Seite stehen signifikante Umstrukturierungen in der deutschen Energiewirtschaft, die in der Vorbereitung der Liberalisierung seit Beginn der 90er Jahre auch zu einem Verlust in einer Größenordnung von bis zu 80.000 Arbeitsplätzen geführt haben (Bundesamt für Statistik, Erhebungen von DGB und VDEW).

Aufgrund dieser Erfahrungen weist der DGB auf die Risiken hin, die sich mit der Einführung von neuen Instrumenten und Regulierungssystemen ergeben können, wenn diese ohne ausreichende empirische Absicherung bzw. Beweis der Praxistauglichkeit und durch entsprechende begleitende wissenschaftliche Untersuchungen implementiert werden sollten. Die bisherigen empirischen Befunde zur Liberalisierung und Deregulierung in den EU-Elektrizitäts- und Gasmärkten geben keineswegs die ursprünglichen Ziele und Erwartungen wider, die den Energieverbrauchern versprochen wurden.

Insofern macht der DGB auf die Tatsache aufmerksam, dass die teilweise in der Öffentlichkeit geäußerten Erwartungen auf einen drastischen Rückgang der Strompreise respektive der Netznutzungskosten bei Implementierung des neuen Regulationssystems überzogen sein dürften. Die Preisspielräume bewegen sich in anderen Größenordnungen als im Telekommunikationsmarkt; entsprechend sind die realistisch zu erwartenden Preisrückgänge geringer. Dies zeigt eine Detailanalyse der Haushaltsstrompreise. Der Haushaltsstrompreis besteht überwiegend aus Komponenten, die von einer Regulierung der Netze nicht direkt berührt werden: Rund 40 % des Preises erklären sich durch Steuern und Abgaben (Umsatzsteuer, Stromsteuer, Konzessionsabgaben sowie EEG und KWK-Förderung), rund 20 % durch die Stromproduktionskosten im engeren Sinne (Kraftwerke) zusammen. Die jetzt diskutierten Netznutzungskosten machen beim Haushaltsstrom etwa ein Drittel bis 40 % der Kosten aus. Wenn die Netzkosten kurzfristig (um rund 20 Prozent) auf den EU-Durchschnitt sinken, geht die Gesamtrechnung entsprechend des Anteiles der Netzkosten „nur“ um rund 10 Prozent zurück. Diese Rechnung gilt im Wesentlichen auch für Abnehmer im Mittelspannungsbereich.

Anders verhält es sich aus der Perspektive eines industriellen Sonderabnehmers, der Strom aus dem Höchst- bzw. Hochspannungsbereich bezieht. Hier liegt der prozentuale Kostenanteil des Hoch- und Höchstspannungsnetzes deutlich höher, weil diese Unternehmen zum großen Teil den Strom auf den Hoch- und Höchstspannungsebenen abnehmen und deshalb keine Verteilnetzkosten anfallen. Es bleibt aber festzustellen, dass sich die Netznutzungsentgelte für industrielle Großabnehmer im Höchstspannungsbereich mit etwa 0,05 bis 0,15 ct/kWh

in einer Größenordnung bewegen, die aus industriepolitischer Sicht zu relativieren ist.

Der DGB weist an dieser Stelle auch darauf hin, dass die in der Öffentlichkeit zu findende Erwartungshaltung über drastisch sinkende Energiepreise (durch sinkende Netznutzungsentgelte) auch aus dem Grund kritisch zu hinterfragen ist, weil andere Effekte, wie z. B. steigende Brennstoffkosten etc., zu einer gegenläufigen Entwicklung führen könnten.

Der DGB stellt darüber hinaus fest, dass im Höchstspannungsbereich – wie auch im Ferngasbereich – die Netznutzungsentgelte in Deutschland im europäischen Mittelfeld liegen. Zugleich muss aber auch konstatiert werden, dass insbesondere im Bereich Niederspannung und Mittelspannung die Netzkosten in Deutschland deutlich über dem europäischen Durchschnitt liegen (Anlage 1) – für KMU des verarbeitenden Gewerbes kann dies ein Wettbewerbsnachteil sein.

Aus Sicht des DGB ist für die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit des Energie- und Industriestandortes Deutschland die Gewährleistung von wettbewerbskonformen Netzzugangsbedingungen und entsprechenden Netznutzungsentgelten ein wesentliches Moment. Dabei ist sicherzustellen, dass neben angemessenen Entgelten die jederzeitige Sicherheit des Netzes auch über eine geeignete Bestimmung der Netznutzungsentgelte gewährleistet werden muss. Dazu gehören erhaltende und modernisierende Investitionen. Die Auswirkungen der Stromausfälle in den USA sowie einigen europäischen Nachbarländern haben auf die Bedeutung einer jederzeit sicheren Versorgung mit Energie unzweideutig hingewiesen.

In enger Anlehnung an den Themenkatalog des Ausschusses sind für den DGB folgende Inhalte bei der Novelle des EnWG von zentraler Bedeutung.

Transparenz und Vergleichbarkeit

Ein missbräuchliches Verhalten von Netzbetreibern, die nach wie vor im natürlichen Monopolbereich operieren, ist durch den Gesetzgeber auszuschließen. Der DGB geht davon aus, dass der durch die Bundesregierung vorgeschlagene Weg (§ 21 Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang und hier insbesondere Absatz 3 (Vergleichsverfahren / Vergleichsmarktprinzip)) grundsätzlich geeignet ist, zum einen Missbrauch des natürlichen Monopols im Sinne von überhöhten Netzentgelten auszuschließen und zum anderen sicherzustellen, dass die entsprechende und berechnete Höhe der Netzentgelte die Finanzgrundlage für die notwendigen und auch hinreichenden Investitionen zum sicheren Betrieb der Netze gewährleistet. Dies kann für die noch nicht ausgearbeiteten Methoden einer Anreizregulierung (gemäß § 24 Satz 2 Nr. 8) analog gelten.

Ein transparentes und in zeitlich definierten, relativ engen Abständen sich wiederholendes Prozedere stellt des Weiteren auch und vor allem sicher, dass der potentielle Vorwurf, Netzbetreiber nutzten ihre Monopolstellung aus, vom Grundsatz her gegenstandslos wird.

Das Vergleichskonzept, das im Grundsatz schon in der Verbändevereinbarung angelegt ist, stellt eine hohe Herausforderung an alle Beteiligten dar. Dieses Verfahren kann nur dann akzeptiert werden, wenn alle Beteiligten die Gewissheit haben, dass hier mit größter Genauig-

keit und absoluter Transparenz in einem jederzeit überprüfbar und nachvollziehbaren Verfahren die notwendigen und auch in sich sinnvollen Vergleiche durchgeführt werden.

Das Vergleichsverfahren darf nicht dazu dienen, einseitig Druck auf die Kostenstruktur auszuüben, sondern muss im Sinne der zentralen Anforderungen des Gesetzes durchgeführt werden. Diese zentralen Anforderungen werden in § 1 Absatz 1 folgendermaßen definiert: „Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstigere, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“ (§ 1 Abs. 1). Bei der Durchführung des Vergleichsverfahrens müssen folglich diese zentralen Ziele der Energiepolitik hinreichend berücksichtigt werden.

Dies vorausgeschickt, stellt der DGB fest: In der ersten Phase der Regulierung bis zum Erfahrungsbericht am 1.7.2007 sollte das Vergleichsverfahren die Grundlage der Regulierung der Netzentgelte bilden. Dabei sollten eindeutige, transparente und nachvollziehbare Kriterien definiert werden, die für den gesamten Zeitraum verbindlich gelten. Auf diese Weise kann Planungs- und Rechtssicherheit hergestellt werden. Über Änderungen des Verfahrens wird nach Auswertung des Erfahrungsberichtes entschieden.

Ex-ante / Ex-post Aufsicht

Der DGB nimmt die mit der Gegenäußerung der Bundesregierung erfolgte Einigung mit dem Bundesrat in der Frage der anzustrebenden Genehmigungspraxis, also der Einführung einer Vorab-Genehmigungspraxis für Erhöhungen der Netzentgelte, zustimmend zur Kenntnis. Allerdings wäre die sofortige Umsetzung einer solchen Ex-Ante Regelung vor dem Hintergrund der 1.700 existierenden EVU in Deutschland mit sehr hohem technisch-administrativem Aufwand verbunden. Nach Einschätzung des DGB wird deshalb die Entgelteprüfung zu Beginn in einem Ex-Postverfahren im Sinne der Missbrauchsaufsicht (§ 21 Abs. 2 in Verbindung mit §§ 30, 31 EnWG-E und im Kontext des Vergleichsverfahrens (§ 21 Abs. 3 EnWG-E) durchgeführt werden.

Wichtig ist, dass die Wirkung der Regulierung sofort greifen kann. Ein eventuell sinnvolles Umschalten auf eine Ex-Ante Regulierung sollte pragmatisch auch vor dem Hintergrund der Arbeitsfähigkeit der Regulierungsbehörde getroffen werden.

Ausgestaltung einer Anreizregulierung/

Garantie von Versorgungsqualität: Investitionen

Zur Diskussion um die Einführung einer Anreizregulierung stellt der DGB fest: Es existiert derzeit noch kein geeignetes Modell der Anreizregulierung, das in Deutschland eingeführt werden könnte. Der Bundesrat bestätigt dies in seiner Stellungnahme. Dies gilt aus Sicht des DGB insbesondere für die derzeit vorrangig diskutierten mehrjährigen strukturklassenspezifischen festen Caps. Weil hierbei Reduzierung des Personals und Stop der notwendigen Investitionen 1:1 in Renditeerhöhung umgesetzt würden, hätte eine derartige Regulierung zur Folge, dass diejenigen, die ohne Rücksicht auf langfristige Versorgungssicherheit schnell Kosten minimieren, jahrelang Mitnahmeeffekte genießen würden. Dies ist aus

Gründen der Versorgungssicherheit und der sozialen Verträglichkeit nicht akzeptabel.

Die Bundesregierung schlägt in der Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates vor, die Regulierungsbehörde mit der Entwicklung eines geeigneten Modells der „Anreizregulierung“ zu beauftragen. Dabei müssen nach Ansicht des DGB Fehler des Auslands – wie beispielsweise die Anwendung nicht sachgerechter Vergleichsmethoden in Großbritannien und den Niederlanden – vermieden werden.

Nach Ansicht des DGB muss die Zielvorgabe für das zu findende Modell der „Anreizregulierung“ neben der stärkeren Koppelung der Renditen der Netzbetreiber an die Kosteneffizienz des Netzbetriebs unverzichtbar folgende weiteren Teilziele enthalten: Es muss

- konsistent mit der Kalkulationsmethodik und dem Vergleichsverfahren sein;
- den Kapitalstock sichern;
- getätigte Investitionen berücksichtigen und neue Investitionen auf Grundlage qualitativer Vorgaben „anreizen“;
- Wege eröffnen, die intendierte Steigerung der Kosteneffizienz des Netzbetriebes sozialpolitisch derart zu gestalten, dass Entlassungen vermieden werden und Tarifvereinbarungen, betriebliche Standards und Arbeitsbedingungen erhalten bleiben;
- Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz geben, insbes. im Netz;
- die Kapitalflüsse innerhalb vertikal integrierter EVU's zwischen Netzbetreibern und Muttergesellschaften offenlegen.

Die weiteren Schritte zur Einführung einer Anreizregulierung sollten daran gekoppelt werden, ob es gelingt, ein diesen Zielvorstellungen genügendes Modell zu entwickeln. Der DGB und seine Gewerkschaften sind bereit, an der Entwicklung der Anreizregulierung mitzuwirken.

Kalkulationsprinzip

Der Regierungsentwurf basiert auf dem Prinzip des Nettosubstanzerhalts. Von Seiten der stromintensiven Industrien wird die Umstellung auf das Prinzip des sog. Realkapitalerhalts gefordert, mit der Begründung dass die Kostenkalkulation nach Nettosubstanzerhalt u.U. überhöht, weil technisch überholte Ansätze enthalten könnte. Der DGB unterstützt grundsätzlich das Prinzip des Nettosubstanzerhaltes als Kalkulationsmethode zumindest bis zum ersten Erfahrungsbericht am 1.7.2007. Für Neuinvestitionen erscheint die parallele Anwendung des Realkapital-Prinzips praktikabel.

Entflechtungsregelung / Unbundling

Im Teil 2 der EnWG-Novelle (§ 6 bis § 10) ist die Entflechtung des Netzbetriebs von den übrigen Teilen eines vertikal strukturieren Energieversorgungsunternehmens geregelt. Diese Regelung muss nach EU-Richtlinien bis spätestens 01.07.2007 in nationales Recht umgesetzt werden. Der Vorschlag der Bundesregierung sieht hierzu vor, den Zeitrahmen bis zum 01.07.2007 voll auszunutzen und zugleich kleinere EVU bis 100.000 Kunden im Sinne der in den EU-Richtlinien vorgesehenen sogenannten De-minimis-Regelung von der rechtlichen Entflechtung dauerhaft auszunehmen.

Die Position der Bundesregierung wird an dieser Stelle durch der DGB ausdrücklich unterstrichen. Für kleine und mittlere EVU wäre die Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung mit unverhältnismäßig hohen Transaktionskosten verbunden, die ihre Stellung im Wettbewerb gefährden könnten. Diese Mehrkosten müssten an die Kunden weitergegeben werden und erhöhten die Strompreise. Die auch in diesen Unternehmen vorzusehenden Maßnahmen der organisatorischen und informatorischen Entflechtung des Netzbetriebs reichen hier aus, um die erforderliche Transparenz der Netznutzungsentgelte zu gewährleisten, so dass angesichts der zu befürchtenden ökonomischen Nachteile für diese Unternehmen eine Verpflichtung zu rechtlicher Entflechtung unverhältnismäßig wäre.

Der DGB begrüßt die durch die Bundesregierung insbesondere im Begründungsteil dargelegten Ausführungen, die darauf abzielen, die betriebsverfassungsrechtlichen, mitbestimmungsrechtlichen und die übrigen arbeits- und sozialrechtlichen Auswirkungen auf die Unternehmen und deren Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, so weit es möglich ist, zu begrenzen. Der DGB regt an dieser Stelle an, zu überprüfen, ob die Personenkreise, die mit wesentlichen Tätigkeiten des Netzbetriebs und „insbesondere der Vermarktung von Netzkapazität und der Steuerung des Netzes“ befasst sind (§ 8 Abs. 2), nicht enger und gleichzeitig klarer gefasst werden können – diese Definition hat bereits jetzt in zahlreichen EVU zu Unsicherheiten geführt, welcher Personenkreis in den Netzbetreiber überwechseln muss. Sollte eine Eingrenzung bzw. Klärung nicht möglich sein, ist nach Auffassung des DGB eine entsprechende Streichung des § 8, Abs. 2, aus Gründen der Rechtsklarheit und Sicherheit vorzunehmen. Damit befände sich die deutsche Gesetzgebung im Einklang mit den EU-Richtlinien, die nur die Ausgliederung des Leitungspersonals des Netzbetriebes aus dem integrierten Unternehmen verpflichtend vorsehen. Es sollte in jedem Fall sicher gestellt werden, dass Personen, die aus dem integrierten Unternehmen in den Geschäftsbereich Netze überwechseln, kein materieller und beruflicher Nachteil entstehen darf.

Zu begrüßen ist, dass Personen, die „sonstige Tätigkeiten des Netzbetriebs“ ausüben, im integrierten Unternehmen verbleiben können (§ 8 (2 Nr. 3)). Dies entspricht implizit den Vorgaben der Richtlinien. Diese Personen sind allerdings „insoweit den fachlichen Weisungen des Leiters des Geschäftsbereiches Netzbetrieb zu unterstellen“. Hier ist nicht ausgeschlossen, dass es zu unklaren Weisungsstrukturen kommt, denn diese Personen unterstehen gleichzeitig natürlich weiterhin ihren direkten Vorgesetzten im integrierten Unternehmen. Eine arbeitsrechtliche Klärung ist bislang nicht erfolgt. Es ist vielmehr erforderlich, dass in klaren vertraglichen Vereinbarungen Art und Umfang der zu erbringenden Dienstleistungen festgelegt werden. Dazu kann die zitierte Formulierung aber nicht dienen. Deshalb plädiert der DGB für eine Streichung dieser Formulierung.

Um Kostengünstigkeit und Transparenz zu erreichen, müssen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde in einem engen Abstimmungsprozess zusammenarbeiten. Organisatorische Auflagen der Regulierungsbehörde, namentlich die Verpflichtung zur Ausschreibung bestimmter Dienstleistungen, sind in den EU-Richtlinien wie im EnWG nicht vorgesehen und zur Zielerreichung auch nicht notwendig. Sie würden vielmehr den bilateralen Prozess des Zusam-

menwirkens nachhaltig stören. Der DGB lehnt deshalb Ausschreibungsaufgaben der Regulierungsbehörde als Methode der Regulierung gegenüber Netzbetreibern grundsätzlich ab.

Tarifautonomie

Die Tarifautonomie ist ein in der Verfassung verankertes Gut und elementares Recht der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer. Es wird erwartet, dass im Rahmen der Arbeiten des Regulators im Sinne von Kostenkontrolle des Netzbetreibers (Kosten für energiewirtschaftlich rationale Betriebsführung) auch andere im vertikal integrierten EVU geführten Unternehmen oder Unternehmensteile (z. B. Instandhaltungs GmbH u. ä.) indirekt erfasst werden. Deshalb ist sicherzustellen, dass durch die Aufsicht des Regulators die Tarifautonomie und die Tarifeinbindung der Beschäftigten grundsätzlich nicht beeinträchtigt werden.

Energieeffizienz

Es sollte geprüft werden, an welchen Stellen die Energieeffizienz sinnvoll in das Gesetz und die Verordnungen integriert werden kann. Dies ist nicht zuletzt vor dem Hintergrund sinnvoll, dass derzeit eine Richtlinie der EU zur Energieeffizienz vorbereitet wird, die den Mitgliedsstaaten eine deutlich erhöhte Steigerungsrate der Energieeffizienz abverlangt wird.

Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

Der Regulierungsbehörde kommt eine hohe Verantwortung zu. Deshalb hält es der DGB für unverzichtbar, den Regulierungsrahmen der Behörde grundsätzlich durch Gesetz bzw. durch Verordnungen mit Zustimmung durch den Bundestag zu definieren. Dabei sollte zu den wesentlichen Elementen des gesamten Regelwerkes eine weitere Anhörung erfolgen.

Diesen normativen Vorgaben durch das Parlament steht nicht entgegen, dass selbstverständlich die Regulierungsbehörde zeitnah und flexibel auf Marktentwicklung eingehen kann und somit selbstverständlich auch mit der entsprechenden Flexibilität auszustatten ist.

Dezentrale Einspeisung / Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die Nachteile für dezentrale Einspeisung, die durch das transaktionsunabhängige Handlungskonzept entstehen, müssen ausgeglichen werden. Denn dezentrale Einspeisung wird danach mit den Netznutzungsentgelten für sämtliche Netzebenen belastet, obwohl sie diese gar nicht in vollem Umfang in Anspruch nimmt. Stromproduktion in dezentralen Anlagen wird in der Regel auf der Niederspannungsebene verteilt. Vorgelagerte Netzebenen werden allerdings benötigt, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, insbesondere zur Vorhaltung von Regel- und Reservekapazitäten. Entsprechend sieht der Anhang VI der Verbändevereinbarung die Zahlung von vermiedenen Netznutzungsentgelten an die Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen vor. Dieser Anspruch gilt für alle Betreiber dezentraler Anlagen außer nach dem EEG geförderter Anlagen, die mit einem festen Satz vergütet werden.

In § 18 des Entwurfs der Stromnetzentgeltverordnung der Bundesregierung wird dieser Anspruch dezentraler Einspeiser prinzipiell zugesichert, allerdings für Betreiber von KWK-Anlagen explizit nur dann, wenn sie nicht

nach § 4 Abs.3 Satz 1 KWK-G vergütet werden. Für viele KWK-Anlagen gilt aber genau dies. Zwar ist in Anhang VI der VIIplus auch für diese Anlagen vereinbart, dass im Rahmen der Preisvereinbarung eine Zurechnung vermiedener Netznutzungsentgelte guter fachlicher Praxis entspricht. Dies könnte durch die im Verordnungsentwurf gewählte missverständliche Formulierung in Zukunft jedoch in Frage gestellt werden. Damit könnten sie unwirtschaftlich werden, was die Ziele des KWK-G konterkarieren würde. Dies kann aber nicht Ziel der Novelle des EnWG sein. Aus diesem Grund fordert der DGB den Bundestag auf, dafür Sorge zu tragen, dass der § 18 des Entwurfes der StromNEV dergestalt geändert wird, dass auch Betreiber von KWK-Anlagen, die nach § 4 Abs 3 Satz 1 KWK-G vergütet werden, Anspruch auf vermiedene Netznutzungsentgelte mindestens entsprechend Anhang VI der VIIplus erhalten.

Geeignet hierzu wäre folgende Formulierung von § 18 Absatz 1 der Netznutzungsverordnung: „Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber der Netz- oder Umspannebene, in welche sie elektrische Energie einspeisen, ein Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte. Die Bestimmung des Entgeltes hat diskriminierungsfrei zu erfolgen und muss guter fachlicher Praxis auf der Grundlage der Anlage 6 der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. 12. 2001 (BAnz. Nr. 85b vom 8.5.2002) entsprechen. Die Regelung in Satz 1 gilt nicht für die Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen, deren Strom nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz vergütet wird. Für die Ermittlung und Berechnung des Vergütungsabzuges gem. § 5 Abs. 2 Satz 2 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes gilt Satz 2 entsprechend. Für KWK-Anlagenbetreiber, die gem. § 4 Abs. 3 Satz 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz ein Entgelt für dezentrale Einspeisung beanspruchen, gilt zur Berechnung des Entgeltes die Anlage 6 der Verbändevereinbarung gem. Satz 2 als anerkannte Regel der Technik.“

Arealnetze

In der vorliegenden Novelle des EnWG werden sogenannte Areal- und Werksnetze das erste Mal ausdrücklich erfasst und gegenüber den anderen Netzen abgegrenzt. Eine weitergehende, ausführliche Definition von Areal-/Werksnetzen sieht das EnWG derzeit nicht vor.

Aus Sicht des DGB ist deshalb sicherzustellen, dass ein Herausbrechen eines hoch verdichteten, kostengünstig strukturierten Versorgungsraumes aus dem allgemeinen Versorgungsnetz zu Lasten der allgemeinen Versorgung unterbleibt.

Parallel dazu ist gesetzlich zu regeln, dass der unscharf definierte Status von Werksnetzen im Gesetz klar definiert wird.

Contracting

Durch die EEG-Novelle im August d. J. können Contracting-Modelle, die überwiegend KWK-Projekte realisieren, in den finanziellen Ausgleichsmechanismus des EEG in der Art einbezogen werden, dass sich eine erweiterte industrielle Stromeigenproduktion respektive Stromversorgung über Contracting-Modelle um rd. 0,5 ct/kWh verteuert.

Nach Einschätzung des DGB werden solche, grundsätzlich energiepolitisch und umweltpolitisch wünschenswerten Projekte damit wirtschaftlich unmöglich.

Der DGB fordert deshalb dazu auf, im Rahmen der Novelle des EnWG die entsprechenden rechtlichen Klarstellungen herbeizuführen. Dieses bedeutet insbesondere eine im Gesetz enthaltene Definition bezüglich der Rechte und Pflichten von Arealnetzbetreibern und eine Gleichbehandlung der Contracting-Stromerzeugung mit der Eigenstromversorgung.

Zugang zu den Gasnetzen (Entry-Exit-Modell)

Mit der Einführung des transaktionsunabhängigen Entry-Exit-Modells bei Gaslieferungen wird ein völlig neues Verfahren eingeführt. Dabei ist besondere Sorgfalt notwendig. Das Gesamtsystem muss so ausgestaltet werden, dass Netzsubstanz und Kapazitäten erhalten werden können. Dies bedingt auch, dass Sorge getragen wird, dass vorhandene Kapazitäten optimal ausgenutzt werden.

Teilnetze

Besondere Sorgfalt ist bei der Frage geboten, wie Gas-Netzbetreiber die Kapazitätszuteilung im Falle von Engpässen im Netz gestalten müssen. Dies kann – so auch im § 5 Absatz 5 des Entwurfs der Netzzugangsverordnung vorgesehen – die Bildung von Teilnetzen erforderlich machen. Die Entscheidung über die Bildung von Teilnetzen und deren Zuschnitt und Anzahl sollte den Netzbetreibern vorbehalten bleiben. Die Aufsicht der Regulierungsbehörde sollte Ex-Post erfolgen.

Rucksackproblem

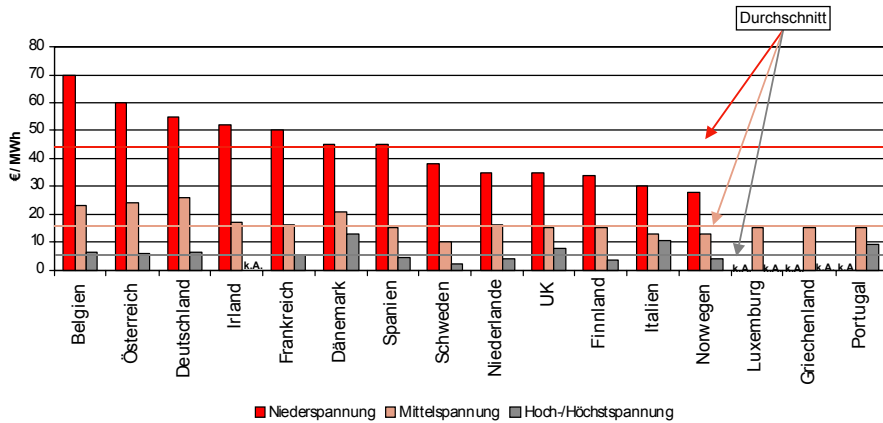
Beim Gas-Lieferantenwechsel stellt sich das Problem des Übergangs der notwendigen Transportkapazitäten vom alten auf den neuen Lieferanten. Hier ist ein fairer Ausgleich zwischen den Interessen herbeizuführen, der einerseits sicher stellt, dass die neue Lieferanten-Kunden-Beziehung nicht behindert wird, der aber andererseits auch gewährleistet, dass der frühere Lieferant ausreichend Netzkapazitäten zugeteilt bekommt, die er zur Erfüllung vertraglicher Pflichten oder zur Ausübung vertraglicher Rechte aus Gasimportverträgen benötigt. Entsprechend sollte § 8 Absatz 7 Satz 2 des Regierungsentwurfes der Gas -Netznutzungsverordnung erhalten bleiben.

Bund / Länder Kompetenz

Der DGB setzt sich eindeutig für eine klar geregelte Bundeskompetenz im Rahmen der Regulierungsbehörde ein. Die bisherigen Erfahrungen mit der Preisgenehmigung durch die Länderbehörden weisen es als sehr wahrscheinlich aus, dass eine Zersplitterung der Regulierung durch zu starke Länderkompetenzen weder zweckdienlich noch sachorientiert sein dürfte.

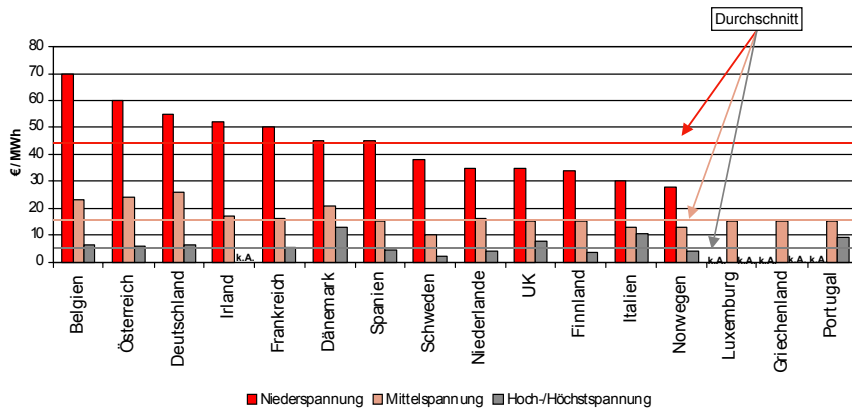
Anlage 1 - Netzkosten

Vergleich der Netznutzungsentgelte in Europa



Quelle: ETSO; EU-Kommission

Vergleich der Netznutzungsentgelte in Europa



Quelle: ETSO; EU-Kommission

Die Netzgebühren der verschiedenen Spannungsebenen betragen derzeit im Durchschnitt:

5,5 ct / kWh Niederspannungsbereich

2,7 ct / kWh Mittelspannungsbereich

1,3 ct / kWh Hochspannungsbereich

Im Höchstspannungsbereich liegen diese Gebühren bei etwa 0,5 - 0,6 ct / kWh.

(Quelle: VIK, eigene Berechnungen)

24. November 2004

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1509

23. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK)

Für viele Unternehmen stellen Energiepreise einen wesentlichen Standortfaktor dar, der künftige Investitionsentscheidungen beeinflusst und erhebliche Auswirkungen auf gesamtwirtschaftliche Wachstums- und Beschäftigungsziele hat. Ein ebenso entscheidender Standortfaktor ist die Verlässlichkeit der Strom- und Gasversorgung.

Der Strom- und Gasnetzzugang ist eine wichtige Stellschraube für wettbewerbsfähige Energiepreise und eine sichere Versorgung. Mit der Energierechtsnovelle sollen durch den regulierten Netzzugang Wettbewerb und Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet werden. Daher hat der DIHK bereits mehrfach zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts Stellung genommen. Dem Themenkatalog des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit entsprechend stellen die folgenden Kernpunkte die wesentlichen Aussagen des DIHK zur Diskussion des vorliegenden Gesetzentwurfes zusammen:

Block 1: Allgemeine Themen**1) Institutionelle Fragen der Regulierung**

- Teilverlagerungen der Netzregulierung auf Länderbehörden verhindern

(§ 54) Unter dem Gesichtspunkt effizienter Verwaltung und einheitlicher Rechtsanwendung ist auf Parallelstrukturen bei der Regulierung zu verzichten. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung bestimmt daher die Bundesregulierungsbehörde zur zuständigen Institution der Netzzugangsregulierung. Dem Vorschlag des Bundesrates zur Teilverlagerung der Zuständigkeiten auf Landesregulierungsbehörden sollte nicht gefolgt werden.

- **Auf Finanzierungsbeitrag der Netzbetreiber für Regulierungsbehörde verzichten**

(§ 92) Gegen die Beitragsfinanzierung der Regulierungsbehörde bestehen erhebliche ordnungspolitische Bedenken. Die Regulierung des Netzzugangs ist eine staatliche Aufgabe und gehört in den Kernbereich der staatlichen Ordnungsverwaltung. Die allgemeinen Steuermittel sollten daher auch für diese Kernaufgabe des Staates eingesetzt werden. Eine Kostenwälzung auf die Betreiber von Energieversorgungsnetzen wäre systemwidrig. Außerdem besteht die Gefahr der Ausweitung von Bürokratien, wenn die politischen Entscheidungsträger mit der Entscheidung über die Dimension der Regulierungsbehörde nicht gleichzeitig die Verantwortung für deren Finanzierung zu tragen haben. § 92 ist daher – wie vom Bundesrat gefordert – zu streichen.

- **Bürokratie durch Einschaltung von Sachverständigen begrenzen**

(§ 58 a) Um eine unnötige Aufblähung des Personalbestands der Regulierungsbehörde zu verhindern, sollte die Regulierungsbehörde bei der Beurteilung von Sachverhalten im Rahmen der Mißbrauchskontrolle oder der Entgeltgenehmigung nach § 36 Gewerbeordnung öffentlich bestellte und vereidigte Sachverständige beauftragen können. Die Übernahme bestimmter Aufgaben durch öffentlich bestellte Sachverständige hat sich in anderen Bereichen bewährt, so z. B. bei der Überwachung, Genehmigung und Zertifizierung von umweltrelevanten Anlagen und der Prüfung von Mengenstromnachweisen gem. Verpackungsverordnung im Bereich der Abfallpolitik. Haben Unternehmen gegenüber der Regulierungsbehörde einen Nachweis zu erbringen, kann dieser ebenfalls durch die Bescheinigung eines solchen öffentlich bestellten und vereidigten Sachverständigen erbracht werden.

2) Trennung von Netz und wettbewerblichen Bereichen

• Unbundling-Anforderungen des Gesetzentwurfes nicht zurückschrauben

(§ 8 Abs. 2) Die Anforderungen an die operationelle Entflechtung des Netzbetriebs vom Vertriebsbereich integrierter Energieversorgungsunternehmen dürfen keinesfalls zurückgeschraubt werden. Personen, die mit wesentlichen Tätigkeiten des Netzbetriebs betraut sind, dürfen nicht im Produktvertrieb tätig sein. Ansonsten wird § 8, der diskriminierendes Verhalten im Netzbetrieb verhindern soll, weitgehend wirkungslos. Dabei ist daran zu erinnern, dass Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden gem. Gesetzentwurf ohnehin von der Pflicht zur rechtlichen und operationellen Entflechtung entbunden sind.

• Liberalisierung des Messwesens ermöglichen

(§ 11 ff.) Der Markt für das Messwesen sollte vom natürlichen Monopol des Netzbetriebs abgegrenzt und grundsätzlich wettbewerblich organisiert werden. Diese Liberalisierung ist durch das Recht des Netznutzers, einen anderen Leistungserbringer als den Netzbetreiber mit den Messdienstleistungen zu beauftragen, umzusetzen. Dabei ist sicherzustellen, dass die Vereinbarkeit unterschiedlicher technischer Systeme gegeben ist und dem Netzbetreiber der Zugang zur Messstelle gewährt wird. Mit der Liberalisierung des Messwesens wird auch der Wettbewerb im Stromvertrieb gestärkt: Kundengerecht aufbereitete Informationen z. B. über Lastgänge und Verbrauchsspitzen sind gerade für kleine und mittlere Unternehmen eine entscheidende Voraussetzung, um Konkurrenzangebote zu erhalten und von den Vorteilen des Stromwettbewerbs profitieren zu können.

3) Inhalte der Regulierung

• Grundlegende Aussagen zu Gas- und Stromnetz-zugangsmodell in Gesetzentwurf aufnehmen

(§ 20) Der Gesetzentwurf enthält keine Festlegung auf ein bestimmtes Netzzugangsmodell. Sowohl für den Strom- als auch den Gasbereich sollte jedoch ein transaktionsunabhängiges Netzzugangsmodell mit eigentumsübergreifenden Regelzonen und Kooperationsverpflichtungen als Zielsetzung festgelegt werden. Grundlegende Ansprüche an Netzzugangsmodelle (Börsenfähigkeit, Massenmarktfähigkeit) sollten ebenfalls in das Gesetz aufgenommen werden.

• Strenge Vergleichsmaßstäbe für unangemessene Netzzugangspreise festlegen

(§ 21 Abs. 4) Das Vergleichsverfahren ist der zentrale Ansatzpunkt für eine wirksame Missbrauchsaufsicht über die Netznutzungsentgelte. Im kartellrechtlichen Vergleichsmarktkonzept werden die Preise eines marktbeherrschenden Unternehmens mit den Preisen solcher Unternehmen verglichen, die im Wettbewerb stehen. Im Gesetzentwurf wird ein Missbrauch der Monopolstellung dagegen erst dann vermutet, wenn das Entgelt eines monopolistischen Netzbetreibers über dem Durchschnitt der anderen Netzbetreiber liegt, die ebenfalls keinem Wettbewerb ausgesetzt sind. Damit bliebe das Verfahren hinter dem kartellrechtlichen Vergleichsmarktkonzept zurück. Somit würden dauerhafte Netzmonopole geringeren Anforderungen unterworfen als marktbeherrschende Unternehmen, für die das Kartellrecht gilt.

Um wenigstens eine Orientierung an den effizientesten Netzbetreibern zu ermöglichen, sollte die Missbrauchsvermutung bereits dann gelten, wenn die Entgelte, Erlöse oder Kosten eines Netzbetreibers über den durchschnittlichen Werten der jeweils 50 % preisgünstigsten vergleichbaren Netzbetreiber liegen. Darüber hinaus sollte die Regulierungsbehörde die Möglichkeit haben, auch die Konditionen von Netzbetreibern in anderen EU-Mitgliedstaaten in den Vergleich einzubeziehen, soweit die strukturellen Unterschiede berücksichtigt werden können.

• Klare Ermächtigungsgrundlage für Anreizregulierung schaffen

(§ 21 Abs. 6 – neu – i.V.m. § 24 Satz 2 Nr. 8) Im Gesetz muss die Bundesregulierungsbehörde zur raschen Entwicklung einer anreizorientierten Regulierung verpflichtet werden. Die Grundidee der Anreizregulierung ist, Anreize zur Kostenreduktion für die Netzbetreiber zu setzen, indem die Kosten- von der Erlös- bzw. Preisentwicklung während eines vorab festgelegten Zeitraums entkoppelt wird. Die Entkopplung entbindet die Regulierungsbehörde von jährlichen Kostenüberprüfungen und gibt den Netzbetreibern gleichzeitig starke Anreize, Kosten zu senken, um Gewinne einbehalten zu können. In Staaten, die seit längerer Zeit mit dieser Regulierungsform arbeiten, konnten die Kunden von niedrigeren Netznutzungsentgelten profitieren. Um langfristige Verschlechterungen der Netzqualität zu verhindern, müssen Qualitätsstandards aus Anbieter- und Nachfragersicht definiert werden. Voraussetzung für eine sachgerechte Anreizregulierung sind rechtliche Leitplanken, die der Regulierungsbehörde ermöglichen, in einem Lernprozess Verfahrensdetails markt- und zeitnah an die Marktentwicklungen anzupassen.

• Ex-ante Entgeltregulierung in Übergangsphase befristet oder unter Vorbehalt vornehmen

(§ 21 i.V.m. § 24) Nicht die Frage einer ex-post oder ex-ante-Preisregulierung ist entscheidend für die künftige Wettbewerbssituation bei Strom und Gas, sondern die bundeseinheitliche Einführung und Anwendung von wirksamen Vergleichsmarkt- und Anreizregulierungsverfahren. Soweit vor der Entwicklung einer Anreizregulierung eine ex-ante-Regulierung (Genehmigung) von Entgelterhöhungen vorgenommen wird, ist zu beachten, dass

die Entgelte bei einer unbefristeten Genehmigung weder der Kontrolle von Vergleichsmarkansätzen noch einer kommenden Anreizregulierung zugänglich wären. Daher sollten die von der Bundesregierung angekündigten ex-ante Entgeltgenehmigungen befristet oder unter Vorbehalt ausgestellt werden.

- **Kalkulationsprinzip: Keine Festlegung auf Nettosubstanzerhaltung im Gesetz**

(§ 21 Abs. 2) In der betriebswirtschaftlichen Theorie und Praxis werden unterschiedliche Kalkulationsprinzipien verwendet, die in gleichem Ausmaß für die Anwendung in wettbewerblichen Märkten geeignet sind. Für den Zweck der Regulierung in monopolistischen Netzbereichen sollten dagegen solche Verfahren ausgeschlossen werden, die die Transparenz der Kalkulation verringern und damit die Regulierung erschweren. Daher darf im Gesetz keine Festlegung auf das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung erfolgen. Die Festlegung des Kalkulationsprinzips sollte der Regulierungsbehörde überlassen werden. Aufgrund der Regulierungserfahrung muss die Behörde entscheiden, welche Kalkulationsprinzipien geeignet sind, um sowohl wettbewerbsgerechte Preise als auch Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

- **Effizienzmaßstab: Begriff der „energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ durch „Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung“ ersetzen**

(§ 21 Abs. 2) Als klarer Maßstab für die Angemessenheit der Netznutzungsentgelte bietet sich der im Bereich der Telekommunikationsregulierung bewährte Begriff der „effizienten Leistungserstellung“ an. Dagegen ist die „rationelle Betriebsführung“ ein Begriff aus der Zeit der geschlossenen Energieversorgungsgebiete, bei dem nicht geprüft wird, ob die von den Unternehmen geltend gemachten Kosten auch bei einer effizienten Leistungsbereitstellung notwendig gewesen wären. Der Gesetzentwurf enthält bislang nicht miteinander vereinbare Maßstäbe, die in keinem eindeutigen Rangverhältnis stehen. Die Wirksamkeit der Eingriffsbefugnisse der Regulierungsbehörde wäre deutlich beeinträchtigt. Damit die Regulierungsbehörde wettbewerbsgerechte Netznutzungsentgelte durchsetzen kann und die Regulierungsentscheidungen einer gerichtlichen Überprüfung standhalten, muss im Gesetz eine eindeutige Festlegung auf den Maßstab „effiziente Leistungsbereitstellung“ erfolgen.

- **Erhebung von Baukostenzuschüssen ausschließen**

(§ 17) Baukostenzuschüsse widersprechen dem Gebot der Kosten- und Entgelttransparenz. Transparente und einheitliche Kriterien für die Erhebung von Baukostenzuschüssen sind nicht zu erkennen. Baukostenzuschüsse verhindern die Vergleichbarkeit der Netzentgelte und können zur Diskriminierung führen. Eine Lenkungswirkung, die überhöhte Leistungsanforderungen einzelner Netznutzer zu Lasten anderer Nutzer vermeidet, könnte zuverlässiger durch zeitlich befristete take-or-pay-Klauseln in Netznutzungsverträgen erreicht werden.

Block 2: Themenschwerpunkt Strom

- **Mehr Wettbewerb im Regelenergiemarkt durch Abbau von Hürden für kleinere Anbieter**

(§ 22) Elektrizität zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten wird heute überwiegend durch Kraftwerke bereitgestellt, die mit den Übertragungsnetzbetreibern verbunden sind. Um die Liquidität des Marktes zu erhöhen und mehr Wettbewerb durch die zusätzliche Teilnahme auch kleinerer Anbieter zu ermöglichen, müssen die Mindestangebotsgrößen und die Ausschreibungsdauer abgesenkt werden. Darüber hinaus sollte die Durchführung eines gemeinsamen, regelzonenübergreifenden Ausschreibungsverfahrens vorgeschrieben werden, um Wettbewerb zwischen den großen Regelenergieanbietern zu schaffen.

- **Auch erneuerbare Energien in die Sicherung des Netzbetriebs einbeziehen**

(§ 13 Abs. 1; § 11) Sofern die Zuverlässigkeit der Elektrizitätsübertragung gefährdet ist, sind die Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vollständig in die Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung einzubeziehen. Es gibt keine Rechtfertigung, in diesem Zusammenhang die Netzinanspruchnahme durch erneuerbare Energien zu privilegieren. Dem Vorschlag des Bundesrates zur Streichung des § 13 Abs. 1 Satz 2 ist daher zu folgen.

Block 3: Themenschwerpunkt Gas

- **Keine Sonderregelungen für neue Gas-Infrastrukturen einführen**

(BR: § 28 a) Dem Vorschlag des Bundesrates, neue Infrastrukturen im Gasbereich von wesentlichen Bestimmungen der Regulierung auszunehmen (§ 28 a), sollte nicht gefolgt werden. Die Regulierung muss für alle Investitionen in die Netzinfrastruktur ausreichende Investitionsanreize bieten. Gelingt dies nicht, müssen Anpassungen in den für alle Unternehmen geltenden Regulierungsvorgaben vorgenommen werden. Wenn nur durch die vorgeschlagenen Ausnahmen Investitionsanreize in neue Infrastrukturen geschaffen werden könnten, wäre das Gesamtkonzept der Regulierung änderungsbedürftig.

- **Verpflichtung der Netzbetreiber zur Bildung einer möglichst geringen Zahl von Regelzonen**

(§ 15) Eine wesentliche Voraussetzung für einen börsenfähigen und massenmarkttauglichen Gasmarkt ist die Herstellung großer, liquider Regelzonen. Daher sollten die Gasnetzbetreiber verpflichtet werden, unabhängig von den Eigentumsgrenzen die geringstmögliche Zahl von Regelzonen zu bilden, um ein einheitliches Entry-Exit-Netznutzungsmodell bilden zu können. Nur dort, wo Erdgasbeschaffengrenzen zwischen H- und L-Gas oder technisch-physikalisch begründete Netzrestriktionen bestehen, also die bereitstellbare Kapazität nachweislich dauerhaft unter dem physikalischen Bedarf liegt, ist die Bildung von Regelzonen zulässig.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1520

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Bundeskartellamt

Vorwort

Sechs Jahre nach der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung hat sich noch kein lebensfähiger Wettbewerb etablieren können. Auf allen Ebenen der Strombelieferung (Handel, Großkunden, Kleinkunden) sind marktbeherrschende Unternehmen tätig, die die einst rechtlich geschützten Monopole ersetzt haben. Bei Haushaltskunden erreichen die vormaligen örtlichen Versorger weiterhin einen Marktanteil von ca. 95 %. Der anfangs lebhaftige Wettbewerb ist auf allen Marktstufen erlahmt. Großkunden erhalten kaum Wettbewerbsangebote, zahlreiche Haushaltskundenlieferanten sind aus dem Markt ausgetreten und selbst etablierte Versorger ziehen sich aus fremden Netzgebieten zurück.

Überhöhte Netznutzungsentgelte und die damit verbundene Quersubventionierung zwischen dem Monopolbereich Netz und den Wertschöpfungsstufen Energieerzeugung, -handel und -vertrieb haben sich als das zentrale Wettbewerbshemmnis erwiesen.

Im Gasbereich gibt es abgesehen von wenigen Einzelfällen keinen Durchleitungswettbewerb. Im Gegensatz zu Strom gibt es bei Gas kein wettbewerbsorientiertes Netzzugangsmodell.

Die im Regierungsentwurf (EnWG-RegE) vorgesehene Regulierung der Energieversorgungsnetze zielt darauf,

Netzzugang und -entgelte so zu gestalten, dass sich wirksamer Wettbewerb im Energiehandel und -vertrieb entwickeln kann. Daran orientiert sich die nachfolgende Stellungnahme des Bundeskartellamtes (BKartA). Sie gliedert sich nach einer kurzen Aufstellung der Kernaussagen des Bundeskartellamtes - wie vom Ausschuss erbeten - in eine Zusammenfassung (A.) und Anmerkungen zu den einzelnen Themen (B.) Soweit nicht anders angegeben, beziehen sich alle §§ auf den EnWG-RegE.

Die Kernaussagen des Bundeskartellamtes**I. Allgemeine Themen**

1. Die Zuständigkeit für die Aufsicht über die Energieversorgungsnetze sollte ausschließlich bei einer Bundesbehörde liegen (§ 54 EnWG-RegE).
2. Das Regulierungsinstrumentarium des EnWG-RegE und der Verordnungen sollte um die in der Gegenüberstellung der Bundesregierung (Ziff. 24, 25) angekündigten Ex-ante-Anreizregulierung und bis zu deren Inkrafttreten um ein Ex-ante-Genehmigungsverfahren bei Erhöhungen der Netznutzungsentgelte ergänzt werden.
3. Als Effizienzmaßstab sollte der in der Regulierung von Telekommunikation und Post bewährte Begriff

- der „Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung“ anstelle der „energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ verwendet werden (insbes. in § 21 Abs. 2 EnWG-RegE).
4. Bis zur Etablierung einer Anreizregulierung ist eine kostenorientierte Regulierung erforderlich. Die Vorschrift des § 24 S. 2 Nr. 5 EnWG-RegE (Abweichungen vom Grundsatz der Kostenorientierung bei bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb) sollte gestrichen werden, da nicht auszuschließen ist, dass sie zu Entgelten oberhalb der Netzkosten führen kann. Bleibt es bei der Regelung, sollte unbedingt Einvernehmen zwischen RegTP und BKartA bei der Feststellung von bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb herzustellen sein.
 5. Das in § 21 Abs. 3 und 4 EnWG-RegE vorgesehene Vergleichsmarktvfahren sollte verbessert werden.
 6. Das Konzept der Realkapitalerhaltung sollte als Kalkulationsmethode an die Stelle der Nettosubstanzerhaltung treten (§ 21 Abs. 2 EnWG-RegE).
 7. Beim buchhalterischen Unbundling sollte eine Pflicht zur Veröffentlichung der „Tätigkeits-Bilanzen“ und „Tätigkeits-GuV“ vorgesehen werden (§ 10 Abs. 3 EnWG-RegE). Die Sanktionen bei Verstößen gegen Unbundling-Vorschriften sollte deutlich verschärft werden (§ 95 EnWG-RegE).
 8. Die Bußgeldvorschrift des § 95 EnWG-RegE sollte hinsichtlich Art des Verstoßes und Höhe der Bußgelder den entsprechenden Vorschriften des Kartellrechts angeglichen werden, so dass Energienetzbetreiber den gleichen Regeln wie alle anderen Branchen unterliegen.
 9. Die von der Bundesregierung grundsätzlich beabsichtigte Liberalisierung des Messwesens ist in § 18 NZVO-RefE Strom und § 39 NZVO-RefE Gas zu schwach ausgebildet. Ein diesbezügliches Wahlrecht des Endkunden sollte im EnWG selbst festgeschrieben werden (§ 21a EnWG-RegE neu).
- ## II. Strombereich
1. Für die Beschaffung von Regelenergie auf der Grundlage von § 22 Abs. 2 EnWG-RegE sollte in der Netzzugangsverordnung die Bildung einer nationalen Regelzone, mindestens aber – anders als bislang geplant – eine gemeinsame regelzonenübergreifende Ausschreibung der 4 Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen werden. Die Regulierungsbehörde sollte die erforderlichen Kontroll- und Eingriffsbefugnisse erhalten, um dies durchzusetzen.
 2. Einvernehmen zwischen RegTP und BKartA sollte über § 58 EnWG-RegE hinaus auch bei Entscheidungen über neue grenzüberschreitende Stromleitungen nach der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 herzustellen sein.
- ## III. Gasbereich
1. Gesetzentwurf und Netzzugangsverordnung sollten die Schaffung von netzübergreifenden Regelzonen, die sich ausschließlich an den technischen Gegebenheiten bzw. Netzrestriktionen und nicht an dem Netzeigentum orientieren, vorsehen und festschreiben.
 2. Es sollte ein transaktionsunabhängiges Netzzugangsmodell eingeführt werden.
 3. Der Anspruch auf Netzzugang sollte sofort auch auf den Haushaltskundenbereich erstreckt werden, § 2 Nr. 25 NZVO-RefE Gas.
 4. Die Netzzugangsverordnung sollte um Regelungen zur Regulierung des Zugangs zu Speicheranlagen ergänzt werden.
 5. Die Vorschriften über die Ermittlung freier Transportkapazitäten (§ 5 NZVO-RefE Gas) und die Freigabe ungenutzter Kapazitäten (§ 12 NZVO-RefE Gas) sollten verbessert werden.
 6. Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte sollte sich an den Erwägungen zur Netzentgeltverordnung Strom orientieren und Sonderregelungen für den Gasbereich (wie z.B. eine höhere Verzinsung des Eigenkapitals) vermeiden.
- ### A. Zusammenfassung der Stellungnahme des Bundeskartellamtes
1. Für eine einheitliche Rechtsanwendung, die für die Herausbildung wirksamen bundesweiten Wettbewerbs unabdingbar ist, sollte die Aufsicht über die Energieversorgungsnetze bei einer Bundesbehörde konzentriert sein. Ebenfalls sachgerecht ist die Ansiedlung der Preismissbrauchsaufsicht im Bereich der Grundversorgung bei Landesbehörden. Denn im Gegensatz zu Netznutzungsentgelten sind die Auswirkungen überhöhter Grund- und Ersatzversorgungspreise weitgehend lokal oder regional begrenzt.
 2. Der EnWG-RegE weist die Anwendungskompetenzen klar und konsistent zu. Er vermeidet grundsätzlich Doppelzuständigkeiten und grenzt den Anwendungsbereich von Kartellrecht und Regulierungsrecht sachgerecht ab. Das rechtliche Instrumentarium des EnWG-RegE sollte in wichtigen Punkten gestärkt werden, um eine wirksame Kontrolle der Höhe der Netzzugangsentgelte sicherzustellen. Die Wahl der „Kosten der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ als zentraler Maßstab für die Angemessenheit der Netzzugangsentgelte, das allein methodenbasierte Prüfverfahren und die geringen Ex-ante-Befugnisse der Regulierungsbehörde werden nicht dafür ausreichen, dass die Aufsichtsbehörde in absehbarer Zeit das zentrale Problem der überhöhten Netznutzungsentgelte in den Griff bekommt. Die Bundesregierung hat jedoch im Rahmen ihrer Gegenäußerung⁵ zur Stellungnahme des Bundesrates⁶ zum EnWG-RegE erklärt, dass Vorgaben zur Kostenkalkulation, Vergleichsmarktkonzept und Anreize zur Effizienzsteigerung wesentliche Inhalte eines Regulierungskonzepts sind und entsprechende Eckpunkte vorgelegt (s. insbes. Ziff. 24). Die Umsetzung dieser Eckpunkte im EnWG-RegE und den Entgeltverordnungen und die angekündigte Stärkung der Ex-ante-Befugnisse würde einen effektiveren Regulierungsrahmen für den Strombereich schaffen, wenn daneben der Effizienzmaßstab des § 21 Abs. 2 zu einem eindeutigen und damit gerichtsfesten Eingriffskriterium weiterentwickelt wird.
 3. Das BKartA empfiehlt, zumindest den in der Gegenäußerung angekündigten Regulierungsrahmen auch auf die Gaswirtschaft zu erstrecken. Da die Gasver-

⁵ BT-Drs. 15/4068 v. 28. Okt. 2004.

⁶ BT-Drs. 15/3917 v. 14. Okt. 2004, Anl. 2.

sorgungsunternehmen bislang nicht einmal Netzentgelte veröffentlicht haben, die Dritten eine Berechnung der Durchleitungskosten gestatten, erscheint ein gegenüber dem status quo erheblich verbessertes Regulierungsinstrument notwendig.

4. Der EnWG-RegE sieht an zentralen Stellen Ermächtigungen zum Erlass von Rechtsverordnungen vor. Die Eignung der gesetzlichen Regelungen hinsichtlich der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs i.S.v. § 1 Abs. 2 lassen sich erst in der Zusammenschau mit den Verordnungsentwürfen fundiert beurteilen. Die bislang im Referentenentwurf vorliegenden Verordnungen (Netzzugang Strom und Gas, Netzentgelte Strom⁷) bleiben mitunter hinter dem Regierungsentwurf zurück (z.B. bei Vorschriften zur Regelenergie). Sie berücksichtigen auch noch nicht die in der Gegenäußerung genannten Eckpunkte für eine Regulierung der Stromnetzentgelte.
5. Die Unbundling-Vorschriften der §§ 6-10 EnWG-RegE bilden eine gute Grundlage für die Regulierung. So sind z.B. die „Tätigkeits-Bilanzen“ und „Tätigkeits-GuV“ nach einheitlichen handelsrechtlichen Maßstäben aufzustellen.
Das BKartA empfiehlt, zur effektiveren Durchsetzung der in der Strom- und GasRL vorgesehenen Beschwerderechte der Marktteilnehmer eine Veröffentlichungspflicht vorzusehen und die Sanktionen bei Verstößen gegen Unbundling-Vorschriften deutlich zu verschärfen.
6. Regulierung erfordert einen dynamischen Effizienzmaßstab zur Beurteilung der Angemessenheit der Netznutzungsentgelte. Das BKartA empfiehlt daher – wie im TKG – den Begriff der „Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung“ (statt „energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung“) zugrunde zu legen.
7. Die Vorschrift des § 24 S. 2 Nr. 5 EnWG-RegE, die eine Abweichungen vom Grundsatz der Kostenorientierung bei bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb ermöglicht, sollte gestrichen werden. Es ist nicht ersichtlich, warum bei bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb die Möglichkeit eröffnet werden sollte, vom Grundsatz der Kostenorientierung nach oben abzuweichen. Im übrigen ist Leitungswettbewerb bei den Gasnetzen zur Zeit nicht ersichtlich. Bleibt es bei der Regelung, sollte unbedingt Einvernehmen zwischen RegTP und BKartA bei der Feststellung von bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb herzustellen sein.
8. Das methodenorientierte Prüfverfahren des EnWG-RegE bedarf materiell hinsichtlich der Regulierungsinstrumente (Anreizregulierung, Benchmarkingansätze) und verfahrensrechtlich (Ex-ante-Aufsicht) der Stärkung. Die Gegenäußerung der Bundesregierung ist diesbezüglich zu begrüßen (Abschnitt A und Ziff.

2.4). Die dort angekündigte flexible Anreizregulierung kann und muss die Versorgungsqualität in Deutschland berücksichtigen.

9. Die Sanktionsinstrumente des EnWG-RegE bleiben in Art (unmittelbare Verstöße gegen das EnWG werden nicht sanktioniert) und Bußgeldhöhe deutlich hinter den kartellrechtlichen Sanktionsinstrumenten zurück. Der EnWG-RegE privilegiert damit die Betreiber von Netzmonopolen gegenüber "lediglich" marktbeherrschenden Unternehmen in anderen Branchen, die der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht unterfallen. Das BKartA empfiehlt, eine für alle Branchen gleichermaßen geltende Regelung vorzusehen.
10. Überhöhte Preise für Regelenergie sind der wesentliche Kostentreiber der Übertragungsnetzentgelte. Mit 1 Mrd. Euro pro Jahr belasten die Regelenergiekosten nicht nur Stromkunden und neue Anbieter, sondern mit Ausnahme der vier Verbundunternehmen auch alle nachgelagerten Netzbetreiber.

Um die Wettbewerbsprobleme bei Regelenergie, die sich in mehreren substantiierten Beschwerden beim BKartA niedergeschlagen haben, grundlegend zu beheben, spricht sich das BKartA dafür aus, einen gesetzlichen Rahmen für die Bildung einer nationalen Regelzone vorzusehen. Das im EnWG-RegE angelegte Modell ist – wenn eine weitergehende Lösung nicht mehrheitsfähig ist – als ein erster Schritt zu begrüßen, da es substantielle Verbesserungen – nach Schätzungen eine bis 10%ige Kostensenkung - erwarten lässt:

Aufbauend auf der vom BKartA durchgesetzten Verpflichtung der ÜNB zur Beschaffung von Regelenergie im Wege der Ausschreibung verpflichtet der EnWG-RegE Übertragungsnetzbetreiber dazu, für die Ausschreibung von Regelenergie eine gemeinsame Internetplattform einzurichten und zur Senkung des Aufwandes für Regelenergie – unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen – zusammenzuarbeiten (§ 22 Abs. 2). Dieser Verpflichtung kann nur im Wege einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden Ausschreibung – anstelle von vier regelzonenindividuellen Ausschreibungen – genügt werden.

Der NZVO-RefE Strom bleibt hinter den gesetzlichen Vorgaben zurück und vermag nicht zu gewährleisten, dass vier Übertragungsnetzbetreiber (= Nachfrager von Regelenergie) ihre gegenwärtige Praxis aufgeben, durch die Ausgestaltung des Ausschreibungsregimes die jeweils konzerneigenen Kraftwerks- und Vertriebsgesellschaften (= Anbieter von Regelenergie) zu begünstigen. Auch sollte § 22 Abs. 2 S. 3 EnWG-RegE so modifiziert werden, dass die Einrichtung einer Plattform nach Satz 2 der Festlegung oder Genehmigung der Regulierungsbehörde unterliegt. Der EnWG-RegE sieht lediglich eine Anzeigepflicht der ÜNB vor.

11. Einvernehmen zwischen RegTP und BKartA sollte über § 58 EnWG-RegE hinaus auch bei Entscheidungen über neue grenzüberschreitende Stromleitungen nach der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 herzustellen sein.
12. Die in §§ 17, 18 EnWG-RegE enthaltenen Regelungen für den Netzanschluss schließen nicht nur eine

⁷ Referentenentwurf der Netzzugangsverordnung Strom v. 13. September 2004 (NZVO-RefE) bzw. Entwurf v. 5. November 2004 (NZVO-E Strom 5.11.) bzw. ressortabgestimmter Entwurf v. 22. November 2004 (NZVO-RessE Strom 22.11.), Referentenentwurf der Netzentgeltverordnung Strom v. 13. September 2004 (NEntgV-RefE) bzw. im Internet verbreiteter Entwurf v. 5. November 2004 (NEntgV-E 5.11.) bzw. ressortabgestimmter Entwurf v. 22. November 2004 (NEntgV-RessE 22.11.) sowie Referentenentwurf der Netzzugangsverordnung Gas v. 15. Oktober 2004 (NZVO-RefE Gas).

Lücke des gegenwärtigen EnWG, sondern stellen zugleich eine gute und ausgewogene Rechtsgrundlage für den Anschluss von Arealnetzen an vorgelagerte Netzebenen dar. Weitere Einzelheiten zu Arealnetzen können ggf. in einer Netzanschlussverordnung geregelt werden.

Auf längere Sicht werden Arealnetze allerdings nur eine begrenzte wirtschaftliche Bedeutung erlangen und insbesondere nicht zu der von Verteilnetzbetreibern teilweise befürchteten Zersplitterung bestehender Netze führen, da sich der Wettbewerb auf diesem Markt vorrangig, wenn nicht ausschließlich, auf Neu- oder Drittareale beschränken wird.

13. Für den Gasbereich sieht der NZVO-RefE Gas die Einführung eines Entry-/Exit-Modells mit einer getrennten Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten und frei zuordenbaren Kapazitätsrechten, die es ermöglichen, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazität ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen, vor.

Maßgeblich für das Entstehen wirksamen Wettbewerbs im Gasbereich ist die Ausweisung von Regelzonen, die möglichst groß sind und deren Größe deshalb allein an den gastechnischen Erfordernissen - Hubs, Qualitäten (L-/H-Gas), Netzstruktur (Lage der Ferngasleitungen) - bzw. vorhandenen Netzrestriktionen ausgerichtet werden darf. Die eigentumsrechtliche Orientierung zur Definition der Regelzonen (§ 3 Abs. 1 und § 4 Abs. 3 NZVO-RefE) führt dagegen zu einer wettbewerbshemmenden Zersplitterung des deutschen Gasmarktes und zu einer wesentlichen Behinderung für das Entstehen eines liquiden Gasmarktes. Diese wird durch die Möglichkeit zur Einrichtung von Teilnetzen (§ 5 Abs. 5 NZVO-RefE) noch verstärkt mit der Folge, dass eine gaswirtschaftliche Handelsbeschränkung installiert würde.

14. Die Regelungen über die Netznutzung mehrerer Netze (§§ 24 – 26 NZVO-RefE Gas) mit Kooperationspflichten, Vertragsmanagement und Abwicklung sowie Netzkopplungsverträgen sind zwar vor dem Hintergrund der Zersplitterung der Gasnetze zu begrüßen. Allerdings sind diese Vorschriften nicht in der Lage, ein echtes Entry-/Exit-Modell mit netzübergreifenden Regelzonen zu ersetzen.
15. Nach dem vorliegenden Modell haben lediglich Transportkunden, jedoch keine Haushaltskunden einen Anspruch auf Netzzugang, § 2 Nr. 25 NZVO-RefE Gas. Gemäß Art. 23 der Richtlinie 2003/55/EG haben ab dem 1. Juli 2007 alle Kunden Anspruch auf Netzzugang, auch § 20 EnWG-RegE normiert einen Anspruch für jedermann auf Zugang zu den Energieversorgungsnetzen. Somit wird in dem NZVO-RefE Gas die EU-Richtlinie und das EnWG im Gasbereich eingeschränkter umgesetzt als im Strombereich. Das Bundeskartellamt empfiehlt, den Anspruch auf Netzzugang sofort auf den Haushaltskundenbereich zu erstrecken.
16. § 31 Abs. 1 NZVO-RefE Gas fällt hinter die Regeln zum Bilanzausgleich in Anlage 2 der VV II Gas zurück, in der ein Bilanzausgleich auf Tagesbasis mit einer Toleranzgrenze von 15 % festgeschrieben ist. Der Verordnungsentwurf enthält nur noch eine Min-

desttoleranzgrenze von 10 % auf Stundenbasis. Durch die Zersplitterung des Gasnetzes in über 700 Regelzonen und Teilnetze wird auch der Bilanzausgleich maßgeblich behindert. Ein funktionierender Bilanzausgleich setzt möglichst große Bilanzzonen voraus, da sonst die Liquidität innerhalb der Bilanzzonen nicht gewährleistet ist.

17. Für die Gewährung eines diskriminierungsfreien und transparenten Netzzugangs ist es erforderlich, dass die Netzbetreiber ausreichende Transportkapazitäten ermitteln, ausweisen und zur Verfügung stellen. Aus Sicht des BKartA sind die in der NZVO-RefE Gas enthaltenen Vorschriften (insbes. §§ 5, 12 NZVO-RefE) nicht ausreichend und verbesserungsfähig.
18. Trotz Ermächtigung in § 28 Abs. 4 EnWG-RegE trifft die NZVO-RefE Gas keine Regelungen hinsichtlich der Regulierung des Speichermarktes. Das BKartA sieht den Zugang zu den Speichern als wesentlich für die Etablierung eines funktionsfähigen Wettbewerbs an, da Markteinsteiger ohne die Möglichkeit eines Speicherzugriffs gegenüber etablierten Unternehmen im Wettbewerb benachteiligt sind. Eine effektive Regulierung des Speichermarktes ist daher notwendig.
19. Eine Entgeltverordnung als wesentliches Element der Gas-Regulierung liegt noch nicht vor. Hinsichtlich der Kalkulation der Gasnetzentgelte werden grundsätzlich die gleichen Erwägungen wie bei der NEntgV Strom zu berücksichtigen sein. Sonderregelungen, wie z.B. eine höhere Verzinsung des Eigenkapitals, sollten vermieden werden.
20. Das BKartA empfiehlt, das Messwesen (= Anschaffung, Installation, Wartung und Ablesen der Zähler) zu liberalisieren statt zu regulieren. Diesen Weg hat der Gesetzgeber bereits in § 13 Abs. 1 S. 4 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beschränkt. Dies gilt entsprechend für den Gasbereich.

B. Zum Themenkatalog

Block 1: Allgemeine Themen

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

1.1 Zuständigkeitsabgrenzung Bund/Länder

Das BKartA begrüßt, dass der Regierungsentwurf die Zuständigkeit für die Aufsicht über die deutschen Energieversorgungsnetze bei einer Bundesbehörde ansiedelt. Diese Zuständigkeitszuweisung garantiert eine einheitliche Rechtsanwendung, die für die Herausbildung eines wirksamen bundesweiten Wettbewerbs unabdingbar ist. Die Anwendung der Regulierungsvorschriften im Bereich der Netzaufsicht durch Bundes- und Landesbehörden würde die Gefahr einer Zersplitterung der Rechtsanwendung (Anwendung unterschiedlicher Prüfmaßstäbe bzw. unterschiedlicher Vollzug einheitlicher Prüfmaßstäbe) und damit die Gefahr abweichender Prüfergebnisse in sich bergen. Bundesweit einheitliche Wettbewerbsbedingungen wären dann nicht mehr sichergestellt. Die Übertragung der Zuständigkeit auf eine organisatorisch unabhängige und selbstständige Bundesbehörde kann zudem der Unabhängigkeit der Entscheidungsfindung dienen. Im Übrigen wäre sonst ein erheblicher Abstimmungsbedarf zwischen den Regulierern erforder-

lich, was zu zusätzlichem Verwaltungsaufwand führen würde.

Die Ansiedlung der Preismissbrauchsaufsicht im Bereich der Grundversorgung bei Landesbehörden erscheint aus Sicht des BKartA ebenfalls sachgerecht. Denn im Gegensatz zu Netznutzungsentgelten sind die Auswirkungen überhöhter Grund- und Ersatzversorgungspreise lokal oder regional begrenzt.

1.2 Zuständigkeitsabgrenzung Bundesregulierungsbehörde / Bundeskartellamt; Zusammenarbeit Bundesregulierungsbehörde / Bundeskartellamt

Das BKartA begrüßt, dass der Regierungsentwurf grundsätzlich Doppelzuständigkeiten vermeidet und den Anwendungsbereich von Kartellrecht und Regulierungsrecht sachgerecht abgrenzt.

Der Regierungsentwurf regelt in § 58 die Zusammenarbeit zwischen der Regulierungsbehörde und dem BKartA und legt in § 58 Abs. 1 und 2 fest, bei welchen Entscheidungen zwischen den beiden Behörden Einvernehmen herzustellen bzw. der jeweils anderen Behörde Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben ist. Das BKartA hält die in § 58 und § 63 Abs. 5 enthaltenen Regelungen für erforderlich und sachgerecht, jedoch nicht für ausreichend.

In folgenden weiteren Fällen von Entscheidungen der Regulierungsbehörde ist die Herstellung von Einvernehmen zwischen Regulierungsbehörde und BKartA erforderlich:

- Entscheidungen im Rahmen des § 56 i.V.m. Art. 7 Abs. 1 lit.a der Verordnung über grenzüberschreitenden Stromhandel⁸: Nach diesen Vorschriften entscheidet die Regulierungsbehörde, ob neue Verbindungsleitungen, d.h. grenzüberschreitende Stromleitungen, von den wettbewerbsorientierten Bestimmungen der Stromhandelsverordnung ausgenommen werden sollen. Eine wesentliche Voraussetzung für eine solche Entscheidung bildet die Feststellung, dass durch die Investition der Wettbewerb in der Stromversorgung, d.h. in den Wettbewerbsbereichen Stromhandel- und Stromvertrieb, verbessert wird. Diese Wettbewerbsbereiche unterliegen jedoch auch nach Inkrafttreten des neuen Regulierungsrahmens weiterhin dem allgemeinen Kartellrecht, so dass hinsichtlich dieser Entscheidung die Herstellung von Einvernehmen mit dem BKartA erforderlich ist, um ein Auseinanderfallen der Entscheidungen der Regulierungsbehörde und des BKartA zu verhindern.
- Abweichungen vom Grundsatz der Kostenorientierung, § 24 S. 2 Nr. 5: Nach § 24 S. 2 Nr. 5 können durch Verordnung Regelungen über eine Abweichung von dem Grundsatz der Kostenorientierung nach § 21 Abs. 2 S. 1 getroffen werden. Maßgebliche Voraussetzung für solche Regelungen ist die Feststellung von bestehendem oder potentielltem Leitungswettbewerb. Diese Feststellung spielt auch im Rahmen der Fusionskontrolle, für die das BKartA zuständig ist, eine wichtige Rolle. Maßgebliches Entscheidungskriterium bei der Fusionskontrolle ist

die Frage, ob durch die Fusion eine marktbeherrschende Stellung der an der Fusion beteiligten Unternehmen entsteht oder verstärkt wird (§ 36 Abs.1 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen) Die Feststellung bestehenden bzw. potentiellen Leitungswettbewerbs kann für die Beantwortung dieser Frage von erheblicher Bedeutung sein. Hinsichtlich dieser Feststellung ist daher die Herstellung von Einvernehmen mit dem BKartA unbedingt erforderlich.

Zwar sieht § 29 Abs. 3 S. 2 die Möglichkeit vor, auf Verordnungsebene weitere Einvernehmensregelungen bei Entscheidungen der Regulierungsbehörde über Bedingungen und Methoden für den Netzanschluss und Netzzugang zu schaffen. Einvernehmensregelungen sollten aber einheitlich im Gesetz festgelegt werden. Auch ist fraglich, ob eine solche Regelung auch die Feststellung von bestehendem bzw. potentielltem Leitungswettbewerb i.S.v. § 24 S. 2 Nr. 5 umfassen wird. Denn § 29 Abs. 3 S. 2 sieht die Möglichkeit einer Einvernehmensregelung bei Entscheidungen der Regulierungsbehörde vor. Konkrete Abweichungen durch Netzbetreiber aufgrund von § 24 S. 2 Nr. 5 werden nach der bisherigen Konzeption des Gesetzes jedoch nicht durch Entscheidungen der Regulierungsbehörde herbeigeführt und sind wohl nur im Rahmen der Ex-post-Missbrauchsaufsicht aufgrund Beschwerden Dritter zu kontrollieren.

Zu grundsätzlichen Bedenken gegen die Vorschrift des § 24 S. 2 Nr. 5 vgl. Block 3 Ziff. 5.3.

Das Bundeskartellamt schlägt folgende ergänzende Formulierung für § 58 Abs. 1 S. 1 vor:

„In den Fällen des § 65 in Verbindung mit den §§ 6 bis 10 des § 25 Satz 2 und des § 56 i.V.m. Art. 7, Abs. 1 lit. a der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (ABL EU Nr. L 176/1) sowie von Entscheidungen auf der Grundlage einer Verordnung im Sinne des § 24 Satz 2 Nr. 5 entscheidet die Bundesregulierungsbehörde im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt, wobei jedoch hinsichtlich ... des Verpflichteten und hinsichtlich der Entscheidung auf Grundlage einer Verordnung im Sinne von § 24 Satz 2 Nr. 5 das Einvernehmen nur bezüglich des bestehenden und potentiellen Leitungswettbewerb erforderlich ist.“

2. Name der Behörde

Der im Regierungsentwurf vorgesehene Name „Bundesregulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post“ ist eine sinnvolle Ergänzung eines eingeführten Namens (Art. 2 § 1 EnWG-RegE).

3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit

Der Regierungsentwurf sichert in gutem Maße Status und Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde.

Die Regelung bezüglich allgemeiner Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit gegenüber der Regulierungsbehörde (§ 61) entspricht der Regelung im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (§ 52 GWB).

⁸ Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (Amtsblatt L 176/1 vom 15. Juli 2003).

Die Unabhängigkeit der Entscheidungen der Regulierungsbehörde wird organisatorisch durch das Kamersystem gestärkt (§ 59).

4. Ex-ante/Ex-post-Aufsicht

4.1 Im Bereich Netznutzungsentgelte

Der EnWG-RegE sieht bislang keine substantiellen Ex-ante-Befugnisse für die Regulierungsbehörde vor. Damit würde sie denselben Problemen ausgesetzt, denen die Missbrauchsaufsicht des BKartA in diesem Bereich ausgesetzt ist. Aufgrund der für die Energiewirtschaft typischen natürlichen Netzmonopole, die im Gegensatz zur Telekommunikation mangels alternativer Übertragungswege wettbewerblich unangreifbar sind, bedarf es jedoch eines Eingriffsinstrumentariums, das über die kartellrechtlichen Befugnisse hinsichtlich marktbeherrschender Unternehmen hinausgeht. Die Erfahrungen mit der Ex-post-Missbrauchsaufsicht über Stromnetzbetreiber haben gezeigt, dass schon hinsichtlich der Sachverhaltsaufklärung für die betroffenen Unternehmen kein Mitwirkungsanreiz besteht. Denn je länger ein Verfahren dauert, desto länger kann ein Netzbetreiber überhöhte Entgelte realisieren. Demgegenüber kann die Ex-ante-Regulierung mit Verfahrensfristen arbeiten und so der Regulierungsbehörde die Beweisführung erleichtern.

Die Bundesregierung kündigt in ihrer Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates einen Vorschlag an, der bis zum Inkrafttreten einer Anreizregulierung für Erhöhungen der Netzzugangsentgelte ein Genehmigungsverfahren vorsieht. Zudem erklärt sie, dass für die angekündigte Anreizregulierung im Strombereich die Regulierungsbehörde verstärkt auf Ex-ante-Verfahren zurückgreifen können muss. Diese verfahrensmäßigen Stärkungen des Regulierungsinstrumentariums für den Strombereich sind zu begrüßen. Das vorgeschlagene Verfahren ist mit einer gut strukturierten Datenerhebung für die Vielzahl der Netzbetreiber handhabbar.

Es sollte ebenso auf den Gasbereich erstreckt werden.

4.2 Im Bereich Netzzugang Strom

Hier sieht der EnWG-RegE in Verbindung mit dem NZVO-RefE Strom Ex-ante-Befugnisse in Form von Festlegungskompetenzen vor, von denen jedoch die Regulierungsbehörde in einigen Fällen nicht zwingend Gebrauch machen muss. Dies erscheint sachgerecht.

Regelungslücken und -defizite bestehen insbesondere hinsichtlich des Netzzugangs zu Übertragungsnetzen. Sie sind nachfolgend in dem entsprechenden Themenblock dargelegt (vgl. Block 2 Ziff. 2. (Stromhandel) und Block 2 Ziff. 4 (Regelenergie)).

4.3 Im Bereich Netzzugang Gas

Das BKartA plädiert für eine Stärkung der Ex-ante-Befugnisse der Regulierungsbehörde insbesondere im Bereich der Ermittlung und Ausweisung von Kapazitäten sowie der Freigabe freier Kapazitäten (§ 5 NZVO-RefE und § 12 NZVO-RefE, Block 3 Ziff. 1.2) und dem Bereich der Schaffung von Teilnetzen (§ 5 Abs. 5 NZVO-RefE, Block 3 Ziff. 4). Zur grundsätzlichen Kritik an der Möglichkeit der Schaffung von Teilnetzen vgl. Block 3, Ziff. 4).

5. Vergleichsmarktverfahren

Die Regulierungsbehörde bedarf eines flexiblen Instrumentariums, um wirksam gegen überhöhte Netzentgelte vorgehen zu können. Dementsprechend sind im EnWG-RegE (und der NEntgV-RefE) die Voraussetzungen zu schaffen, dass die Behörde Vergleichsverfahren (z.B. Benchmarkingansätze) und Anreizregulierungsverfahren entwickeln und einsetzen kann.

Benchmarkingansätze stellen eine differenziertere Weiterentwicklung einfacher Vergleichsmarktkonzepte dar, die im Fall des Monopolpreisvergleichs wegen starker Preiserhöhungsanreize auf Seiten des Vergleichsunternehmens für eine zukunftsorientierte Regulierung wenig geeignet sind. Auf Basis der Gegenäußerung ist nicht klar, ob die Bundesregierung beabsichtigt, dem Beispiel anderer Mitgliedstaaten zu folgen und die gesetzlichen Voraussetzungen für neuere Vergleichsverfahren zu schaffen.

Auf Basis des Vergleichsverfahrens des EnWG-RegE würden die Betreiber von Netzmonopolen geringeren Anforderungen unterworfen als marktbeherrschende Unternehmen in den Branchen, die dem Kartellrecht unterliegen. Nach dem in § 21 Abs. 2 und 3 vorgesehenen Vergleichsverfahren wird vermutet, dass Netzbetreiber keine energiewirtschaftlich rationale Betriebsführung erzielen, wenn ein Vergleich ergibt, dass ihre Entgelte, Erlöse oder Kosten für das Netz insgesamt oder für einzelne Netz- oder Umspannebenen die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Netzbetreiber überschreiten. Diese – nur ex-post durchsetzbare – Vermutung schafft eher Preiserhöhungsanreize als individuelle Leistungssteigerungen zu initiieren. Denn die Vermutung stellt lediglich auf einen *Durchschnitt* der Netzbetreiber ab. Demgegenüber stellt das kartellrechtliche Vergleichsmarktkonzept nicht auf ein "Mittelmaß", sondern auf effiziente Unternehmen ab. Das BKartA empfiehlt hier eine Nachbesserung.

Aufgrund der noch jungen Erfahrungen mit der Bildung von Strukturklassen empfiehlt das BKartA, in § 24 des NEntgV-RefE die Abgrenzungsmerkmale für Strukturklassen nicht abschließend festzulegen, sondern der Regulierungsbehörde hier Spielraum für die Entwicklung und Anwendung geeigneter Vergleichskriterien zu geben.

§ 22 Abs. 3 NEntgV-E 5.11. geht über den NEntgV-RefE hinaus, indem er eine Vergleichsmöglichkeit mit europäischen Stromnetzbetreibern vorsieht. Dies ist zu begrüßen. Da das Gesamtkonzept des Vergleichsverfahrens des EnWG-RegE jedoch auf die durchschnittliche Leistungsfähigkeit der *deutschen* Netzbetreiber abstellt, kommt der europäischen Vergleichsmöglichkeit in der vorgeschlagenen Fassung allerdings keine praktische Bedeutung zu.

6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Die Anreizregulierung zählt zu den klassischen Regulierungsinstrumenten. Sie dient dazu, den Wettbewerbsdruck zu ersetzen, der in wettbewerblichen Bereichen permanent Anreize für Effizienzsteigerungen setzt. Mit der Umsetzung der in der Gegenäußerung der Bundesregierung genannten Eckpunkte für eine Anreizregulierung (Ziff. 24) in das EnWG und in die

NEntgV Strom würde die Regulierungsbehörde über ein flexibles Instrument verfügen, das eine wirksame Regulierung der Netzzugangsentgelte ermöglicht. Dabei kann und sollte es der Regulierungsbehörde obliegen, geeignete Methoden der Anreizregulierung zu entwickeln. Der Gesetzgeber kann sich hier auf eine entsprechende Ermächtigung beschränken.

Im Gasbereich wäre ebenfalls eine Anreizregulierung wünschenswert.

7. Garantie von Versorgungsqualität (Sicherstellung, dass notwendige Investitionen getätigt werden / ggf. befristete Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung)

7.1 Versorgungsqualität

7.1.1 Sicherung im Rahmen der Regulierung

Regulierung zielt auf eine effiziente Leistungsbereitstellung zu möglichst geringen Kosten. Ebenso wie bei im Wettbewerb erbrachten Produkten und Diensten ist bei der Bereitstellung von Netzdienstleistungen die Qualität des Angebots für die Nachfrager von großer Bedeutung. Bei Netzdienstleistungen ist die Versorgungsqualität (z.B. geringe Ausfallzeiten) im Rahmen der Regulierung zu berücksichtigen. Moderne Regulierungsmethoden wie Benchmarking- und Anreizregulierungsverfahren tragen dazu bei.

7.1.2 Sicherung im Bereich Wegenutzungsverträge

Für Wegenutzungsverträge (§ 46) sollte im Interesse der Qualitätssicherung der Netze und des Wettbewerbs ein expliziter gesetzlicher Anspruch zur Übertragung des Netzeigentums formuliert werden.

§ 46 Abs. 2 S. 2 sieht - ebenso wie bislang § 13 Abs. 2 S. 2 - vor, dass das Netz dem neuen Inhaber des Wegenutzungsrechts gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung zu überlassen ist. Hier sollte klargestellt werden, dass nach dieser Vorschrift ein gesetzlicher Anspruch auf Übertragung des Eigentums besteht. Die Pflege und Erneuerung des Netzes wird während der regelmäßig 20-jährigen Laufzeit eines Wegenutzungsvertrages am effizientesten derjenige wahrnehmen, der auch Eigentümer des Netzes ist. Nur als Eigentümer kann der Inhaber des Wegenutzungsrechts nach Ablauf des Wegenutzungsvertrages auch seiner nach § 46 Abs. 2 S. 2 bestehenden Verpflichtung nachkommen, seinerseits das Netz dem neuen Inhaber des Wegenutzungsrechts zu übertragen. In der Begründung zu § 13 Abs. 2 (BT-Drs. 13/7274, S. 21) ging der Gesetzgeber von einer Eigentumsübertragungsverpflichtung aus. Der Wortlaut der Norm blieb allerdings zweideutig. In der Begründung hieß es:

„Satz 2 gewährt bei Nichtverlängerung eines Wegenutzungsvertrages dem neuen Versorger einen Anspruch gegenüber dem bisherigen Versorger auf Überlassung der für die Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen gegen eine wirtschaftlich angemessene Vergütung. Dadurch soll ausgeschlossen werden, dass wegen des Netzeigentums des bisherigen Versorgers ein Wechsel praktisch verhindert wird und es zu wirtschaftlich unsinnigen Doppelinvestitionen kommt. Ein Versorgerwechsel darf auch nicht an prohibitiv hohen Kaufpreisen für das Netz scheitern; dazu ist die wirtschaft-

lich angemessene Vergütung im Einzelnen zu ermitteln.“

§ 46 Abs. 2 S. 2 sollte daher wie folgt ergänzt werden:

„...verpflichtet, das Eigentum an seinen für den Betrieb der Netze der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet notwendigen Verteilungsanlagen dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung eines wirtschaftlich angemessenen Kaufpreises zu übertragen.“

Für den Fall einer vorzeitigen Neubekanntmachung und –vergabe der Konzession hat im übrigen der Bunderat in Ziff. 50 seiner Stellungnahme zum EnWG-RegE (BT-Drs. 15/3917 v. 14. Okt. 2004, Anl. 2) angeregt, in § 46 Abs. 3 EnWG-RegE nach Satz 1 einzufügen:

"Beabsichtigen die Gemeinden eine Verlängerung von Verträgen nach Absatz 2 vor Ablauf der Vertragslaufzeit [20 Jahre, BKartA] so sind die bestehenden Verträge zu beenden und die vorzeitige Beendigung sowie das Vertragsende bekannt zu machen. Vertragsabschlüsse mit Unternehmen dürfen frühestens drei Monate nach Bekanntgabe der vorzeitigen Beendigung erfolgen."

Die Bundesregierung hält diesen Vorschlag "grundsätzlich für erwägenswert", weist jedoch mit vom BKartA geteilten Argumenten auf die Problematik der kurzen Frist von 3 Monaten hin (Gegenäußerung, Ziff. 47).

Eine Frist von drei Monaten wäre viel zu kurz, um wirksamen Wettbewerb um Konzessionen zu entfachen. Denn die Bewertung der Netze in Verbindung mit der langen Laufzeit der Konzessionen von 20 Jahren erfordert vor den typischerweise langwierigen Verhandlungen mit den Kommunen (ca. 6 Monate) eine sorgfältige Evaluierung des Wertes der Netze, wie interessierte neue Marktteilnehmer dem BKartA dargelegt haben. Die grundsätzlich sachgerecht erscheinende Frist von 2 Jahren könnte allenfalls auf 1 Jahr verkürzt werden.

7.2 Befristete Ausnahmen großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung

Art. 22 der Richtlinie (EG) Nr. 55/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 sieht die Möglichkeit vor, dass größere neue Erdgasinfrastrukturen (Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten, LNG- und Speicheranlagen) von den Vorschriften über den regulierten Netzzugang auf Antrag ausgenommen werden können.

Das BKartA steht einer solchen Ausnahmeregelung grundsätzlich kritisch gegenüber. Auf jeden Fall ist – im Fall der Übernahme in deutsches Recht – die Ausnahmeregelung so zu fassen, dass sie sich nur auf Investitionen bezieht, die der Erschließung und Ausbeutung neuer Gasvorkommen/-quellen dient. Denn für den Investor besteht nur in diesem Fall ein Risiko, und zwar dahingehend, dass die Absicherung der Beschaffung aus den neuen Quellen dann nicht gewährleistet ist, wenn die neue Infrastruktur – aufgrund der Regulierung – nicht nutzbar ist. Dagegen darf sich die Ausnahmeregelung aus Sicht des BKartA nicht

auf solche Fälle beziehen, in denen Infrastrukturinvestitionen getätigt werden, um die Abwicklung neuer Lieferverträge sicherzustellen. Denn hier trägt der Investor kein erhöhtes Risiko, da es für ihn letztlich irrelevant ist, von wem die neue Infrastruktur genutzt wird, solange sie ausgelastet ist.

Sollte eine entsprechende Vorschrift in deutsches Recht übernommen werden, sollte für diesbezügliche Entscheidungen der Regulierungsbehörde das Einvernehmen mit dem BKartA erforderlich sein. Denn die Verbesserung des Wettbewerbs bei der Gasversorgung durch die Investition bildet eine wesentliche Voraussetzung für eine Ausnahme von der Regulierung (vgl. zur ähnlichen Problematik im Bereich der Stromhandelsverordnung Block 1 Ziff. 1.2).

Ergänzung zu Ziffer 5. bis 7.: Effizienzmaßstab

Für eine wirksame und "gerichts-feste" Regulierung ist ein klarer Maßstab für die Angemessenheit der Netzzugangsentgelte unverzichtbar. Der in **§ 21 Abs. 2** normierte Effizienzmaßstab erscheint jedoch ungeeignet. Er enthält verschiedenartige, z.T. inkompatible Maßstäbe, die zudem in keinem eindeutigen Rangverhältnis stehen.

Das BKartA empfiehlt, als Maßstab für die Angemessenheit der Netzzugangsentgelte den – im Bereich der Telekommunikations(TK)-Regulierung bewährten – Begriff der „Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung“ festzuschreiben. Er ist umfassender und dem Zweck der wettbewerbsorientierten Regulierung angemessener als der der „rationellen Betriebsführung“, der an mehreren Stellen des EnWG-RegE zugrundegelegt wird.

Die „rationelle Betriebsführung“ ist ein traditioneller, statischer Begriff der Tarifpreisaufsicht, der sehr stark auf Wirtschaftlichkeit innerhalb eines unternehmensinternen („betrieblich“) vorgegebenen Rahmens bezogen ist. Ein unternehmensintern vorgezeichneter Weg kann zu minimalen Kosten – also rationell – verfolgt werden und doch bei umfassenderer Betrachtung ineffizient sein. Die – allein in **§ 21 Abs. 2** vorgenommenen - Ergänzungen des Begriffs führen in ihrer Gesamtheit nicht zu einer definitorischen Annäherung an die "Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung", sondern drohen durch einen Rückgriff auf die Anlage 3 Verbändevereinbarung (VV) Strom II plus ("Nettosubstanzerhaltung") den Regelungsgehalt der elektrizitätswirtschaftlich rationalen Betriebsführung zu schwächen.

Die zukünftige Regulierung sollte für Strom- und Gasnetze einen weitergehenden Wirtschaftlichkeitsmaßstab zugrunde legen. In der Regulierung der Telekommunikation geschieht dies bereits, indem nicht auf eine (kurzfristige) Optimierung der Betriebsführung, sondern mit dem Maßstab der „langfristigen Kosten“ auf Möglichkeiten der effizienten Gestaltung von Unternehmensprozessen abgestellt wird. Das Kriterium der langfristigen Kosten wird auch in **Art. 3 Abs. 6** EU-StromhandelsVO als Maßstab für dynamische Effizienz zugrunde gelegt. Auch ist nicht nachvollziehbar, aus welchem Grund die RegTP in der Regulierung der Telekommunikation/Post und Energienetzen mit zwei unterschiedlichen Effizienz-begriffen arbeiten soll.

8. Haftungsregeln

9. Transparenz

In einer Reihe von Punkten verbessert der EnWG-RegE die Transparenz, indem er entsprechende Bestimmungen der Strom- und Gasrichtlinie sachgerecht in nationales Recht umsetzt (z.B. Veröffentlichung der Stromnetznetznutzungsentgelte, Unbundling etc.).

Aus wettbewerblicher Sicht ist im Bereich des Unbundling (s.u. Block 1 Ziff. 12) und insbesondere im Bereich des Stromhandels noch mehr Transparenz wünschenswert, um auf Insiderwissen gestützten und damit den Wettbewerb verzerrenden Handelsgeschäften vertikal integrierter Unternehmen entgegenzuwirken (vgl. Block 2 Ziff. 2).

10. Energieeffizienz

11. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Im Rahmen von Preismissbrauchsverfahren hat das BKartA festgestellt, dass die Preise für Messung und Verrechnung *der Netznutzung* (= Zählerbereitstellung, Ablesung, kaufmännische Bearbeitung der Netznutzung, Inkasso der Netznutzungsentgelte) in Deutschland deutlich überhöht sind, da netzfremden Lieferanten zu hohe und z.T. auch netzfremde Kosten (z.B. Vertriebskosten wie Callcenter-Aufwand) in Rechnung gestellt werden. Statt Regulierung bietet sich in diesem Bereich Liberalisierung an. Die im Sommer 2004 in **§ 13 Abs. 1 S. 4 EEG** geschaffene Öffnung des Messwesens für Dritte hat bereits zu ersten deutlichen Preissenkungen seitens der Netzbetreiber geführt.

Das BKartA regt daher an, folgende Bestimmung im EnWG-RegE aufzunehmen:

"§ 21a Messung und Zählung

Das Betreiben der Messstelle beim Endkunden (= Anschaffung, Installation, Wartung und Ablesen der Zähler) ist Aufgabe des jeweiligen Betreibers von Energieversorgungsnetzen. Abweichend hiervon kann der Endkunde für diese Dienstleistungen Dritte beauftragen. Für den Anschluss der Messeinrichtungen und die Benutzung von Messeinrichtungen des Netzbetreibers gelten die Bestimmungen des Abschnitts 2 entsprechend."

Daneben ist in den Netzzugangsverordnungen durch geeignete Regelungen sicherzustellen, dass der Wechsel von Messstellenbetreibern zu möglichst geringen Kosten erfolgen kann. Denn es ist erforderlich, dass sich bspw. geeignete Regelungen für den Übergang oder Austausch von Zählern bilden.

Das BKartA regt daher an, als Abs. 5 in **§ 18 NZVO-RessE 22.11.** zu ergänzen:

"Bei einem Wechsel des Messstellenbetreibers sind der bisherige und der neue Messstellenbetreiber verpflichtet, untereinander die für einen effizienten Wechselprozess erforderlichen Verträge abzuschließen und die notwendigen Daten unverzüglich auszutauschen."

Begründung:

Im Gegensatz zum Netzbetrieb ist das Messwesen im engeren Sinne (= Anschaffung, Installation, Wartung und Ablesen der Zähler) kein natürliches Monopol. Es kann im Wettbewerb erbracht werden. Die Messung beim Endkunden dient der Ermittlung des Zählwerts, der zum einen für die Abrechnung der Stromlieferung und zum anderen für die Abrechnung der Netznutzung erforderlich ist. Die Messung kann daher durch den Netzbetreiber oder einen Dritten (z.B. Stromlieferanten) vorgenommen werden. Da eine doppelte Messung unwirtschaftlich ist, hat der Messstellenbetreiber (Netzbetreiber oder Dritter) dem, der ebenfalls die Messwerte benötigt (Lieferant oder Netzbetreiber), diese zur Verfügung zu stellen. Aufgrund der gesetzlich verankerten Eichpflichten ist eine Zählwertmanipulation ausgeschlossen.

Die Liberalisierung des Messwesens bietet vielfältige Vorteile:

- Preisdruck durch Wettbewerb
- Erschließung von Innovationspotentialen in der Geräteindustrie
- Erschließung von Optimierungspotentialen beim Strombezug durch bedarfsorientierte zeitnahe Zählwertbereitstellung bei Groß- und Kleinkunden mit Abnahmestellen in vielen Netzgebieten (z.B. Industriekonzerne, Baumarktketten).

Entgegen den Zielen der Strommarkt-Liberalisierung haben alle deutschen Verteilnetzbetreiber ihr Netzmonopol auf die Messung ausgedehnt. Während die Verteilnetzbetreiber selbst im Wege des Outsourcing die Messung häufig an andere Unternehmen vergeben, verweigern sie dies konzernfremden Stromlieferanten. Messwillige Unternehmen wurden durch dieses Verhalten aus dem Markt gedrängt oder vom Markteintritt abgehalten. EnWG-RegE und NZVO-RefE haben zwar durchaus die Liberalisierung des Messwesens zum Ziel, die Öffnungsklausel in § 18 Abs. 1 S. 3 NZVO-RessE 22.11. („Sofern nichts anderes vereinbart ist...“ fungiert der Netzbetreiber als Messstellenbetreiber) ist aber unzureichend. Sie verweist Lieferanten, die selbst diese Leistung erbringen oder erbringen lassen wollen, zur Klärung des Regelungsgehalts der Verordnung auf lange Verfahren im Zivilrechtsweg, so dass in absehbarer Zeit niedrigere Messpreise nicht zu erwarten wären.

Sofern es bei der schwachen Regelung des § 18 Abs. 1 S. 3 NZVO-RessE 22.11. bleibt, sollte die Regulierungsbehörde eine Befugnis zur Regulierung der Messpreise erhalten, wie dies auch in Großbritannien der Fall ist. Dort ist allerdings bereits aufgrund der oben genannten Vorteile die Liberalisierung des Messwesens auf den Weg gebracht.

12. Unbundling

Die Vorschriften zum Unbundling sind für die Wirksamkeit der Regulierung von entscheidender Bedeutung. Sie sind zentrale Mittel, um Transparenz zu schaffen und Diskriminierungen, Quersubventionierungen und Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern. Die im Regierungsentwurf vorgesehenen Unbundling-Vorschriften (§§ 6 - 10) bilden aus Sicht des BKartA grundsätzlich eine gute Grundlage. In den folgenden Punkten bedürfen sie allerdings der Ergänzung.

12.1 Veröffentlichungspflicht

Die „Tätigkeits-Bilanzen“ und „Tätigkeits-GuV“ sind nach handelsrechtlichen Maßstäben aufzustellen (§ 10 Abs. 3 S.6, Abs. 1), was im Interesse einer einheitlichen und nachvollziehbaren internen Buchführung zu begrüßen ist.

Aus Sicht des BKartA sollte im Gesetz außerdem eine Verpflichtung zur Veröffentlichung dieser „Tätigkeits-Bilanz“ und „Tätigkeits-GuV“ verankert werden. Mangels entsprechender Transparenz können sonst die Marktteilnehmer ihre Beschwerderechte i.S. der Art. 23 Abs. 4, 5 StromRL und Art. 25 Abs. 4, 5 GasRL nicht hinreichend wahrnehmen. Die Möglichkeit, durch Vorgaben an die Rechnungslegung und deren Überprüfung durch interessierte Dritte „Diskriminierung und Quersubventionierung“ (§ 10 Abs. 3 S. 1) effektiv zu vermeiden, wird somit praktisch beeinträchtigt.

In § 10 Abs. 3 S. 6 sollte daher "intern" gestrichen und dieser S. 6 wie folgt ergänzt werden:

„... aufzustellen und in den Anhang ihres Jahresabschlusses aufzunehmen.“

12.2 Erweiterung der Besonderen Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörde, § 31 Abs. 1 S. 2

Die in Art. 23 Abs. 4, 5 i.V.m. Abs. 1 lit e) StromRL und Art. 25 Abs. 4, 5 i.V.m. Abs. 1 lit e) GasRL geregelten Beschwerderechte sind im Regierungsentwurf nicht ausreichend umgesetzt. Diese Beschwerderechte beziehen sich auch auf die Unbundling-Vorschriften.

In § 31 Abs. 1 S. 2 ist daher ein entsprechender Verweis auf § 10 aufzunehmen;

"... Vorgaben in den Bestimmungen des § 10 sowie des Teils 3 Abschnitt 2 und 3..."

12.3 Eingriffsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Das BKartA regt an, in § 10 Abs. 4 i.V.m. § 65 als Satz 4 einzufügen:

„Die Befugnisse der Regulierungsbehörde bleiben unberührt.“

Begründung:

Damit würde klargestellt, dass die Regulierungsbehörde nicht an das Prüfergebnis der Wirtschaftsprüfer gebunden ist, wenn sie feststellt, dass Unternehmen nicht die Verpflichtungen zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung eingehalten hat.

12.4 Grenze der Verpflichtung zur Entflechtung, § 7 Abs. 2

Aus Sicht des BKartA erscheint die in § 7 Abs. 2 vorgesehene Grenze der Verpflichtung zur Entflechtung in Höhe von 100.000 Kunden als zu hoch angesetzt, da sie auch sehr große Versorgungsunternehmen, z.B. Stadtwerke mit bis zu 200.000 Einwohnern, freistellt. Auch für mittelgroße Versorgungsunternehmen ist das Unbundling zumutbar.

12.5 Übergangsfrist, § 114 Abs. 2

Die Übergangsfrist für das Wirksamwerden der Unbundling-Vorschriften sollte aus Sicht des BKartA verkürzt werden (§ 114 Abs. 2). Die bisherige Regelung sieht vor, dass Verpflichtungen gemäß § 10 mit Beginn des ersten

vollständigen Geschäftsjahres nach Inkrafttreten des Gesetzes wirksam werden. Da das neue EnWG nicht vor 2005 in Kraft treten wird, bestünde nach der bisherigen Regelung die Verpflichtung zur getrennten Rechnungslegung und Buchführung erst ab dem Geschäftsjahr 2006. Die entsprechenden Tätigkeits-Bilanzen und -GuV-Rechnungen würden der Regulierungsbehörde daher erstmals im Frühjahr/Sommer 2007 vorliegen. Damit würden die mit der buchhalterischen Entflechtung beabsichtigten Wirkungen mit zweijähriger Verspätung eintreten.

Eine sofortige Geltung der Pflicht zur getrennten Kontoführung erscheint für die Unternehmen zumutbar. Die Systematik einer Segmentbuchführung ist zumindest allen integrierten Energieversorgungsunternehmen, die über ein Stromnetz verfügen, vertraut, da sie zum Zwecke der Kalkulation der Netznutzungsentgelte nach der Verbändervereinbarung II + (Anlage 3, S. 2) Kostenstellen – und Kostenträgerrechnungen sowie den handelsrechtlichen Jahresabschluss benutzen. Hier sind schon heute die auf den Netz- bzw. Vertriebsbereich entfallenden Kosten zu bestimmen. Die Umsetzung von § 10 EnWG-RegE bereitet demgegenüber keinen solchen Mehraufwand, der eine Übergangsphase, wie in § 114 Abs. 2 vorgesehen, rechtfertigt. Etwaiger tatsächlich entstehender Zusatzaufwand kann über die Zulassung einer rückbezüglichen Zuordnung des Buchungsstoffes zu den Tätigkeiten im Jahr des Inkrafttretens des EnWG aufgefangen werden.

§ 114 Abs. 2 sollte wie folgt gefasst werden:

“Die Verpflichtung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen zur Anwendung der Bestimmungen zur Rechnungslegung und internen Buchführung gemäß § 10 wird mit Beginn des Geschäftsjahres, in dem dieses Gesetz in Kraft tritt, wirksam. Für dieses Geschäftsjahr ist eine rückbezügliche Zuordnung des Buchungsstoffes zu den Tätigkeiten nach Erfassung des jeweiligen Geschäftsvorfalles in der Finanzbuchhaltung im Zusammenhang mit der Aufstellung des Jahresabschlusses zulässig. Die dabei verwendeten Zuordnungsgrundsätze müssen innerhalb von zwei Monaten nach Inkrafttreten dieses Gesetzes festgelegt und nachvollziehbar belegt werden können.“

12.6 Einvernehmensregelung, §§ 58 Abs. 1 S. 1, 65, 6 – 10

Das BKartA begrüßt die in § 58 Abs. 1 S. 1 enthaltene Regelung bezüglich der Herstellung von Einvernehmen in den Fällen des § 65 i.V.m. §§ 6 – 10 zwischen der Regulierungsbehörde und dem BKartA. Die Feststellung des Vorliegens der Voraussetzung des § 3 Nr. 38 („Verbundklausel“) ist auch im Bereich der Zuständigkeit des BKartA (Fusionskontrolle, Missbrauchsaufsicht im nicht regulierten Wettbewerbsbereich) von erheblicher Bedeutung.

Zu Fragen der Sanktionen und der Bußgeldbemessung im Bereich des Unbundling vgl. Block 1 Ziff. 15.1 und 15.3.

13. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Hinsichtlich der Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde im Bereich der Ex-ante- und Ex-post-Aufsicht wird auf die Ausführungen zu Block 1 Ziff. 4 verwiesen.

14. Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnung

Wesentliche Eckpunkte der Regulierung sollten im Gesetz normiert werden. Insofern ist erwägenswert, Grundzüge

der Netzzugangsmodelle für Strom und Gas – nämlich ein netzübergreifendes, eigentumsunabhängiges und entfernungsunabhängiges Transportmodell, wobei sich die Regelzonen im Gasbereich nur nach den jeweiligen gas-technischen Netzrestriktionen ausrichten - festzuschreiben. Auch bedürfen die Eingriffsbefugnisse der Regulierungsbehörde eines klaren, im EnWG verankerten Effizienzmaßstabes (vgl. die Ergänzung zu Block 1 Ziff. 5 – 7).

Zusätzliche Themenbereiche

15. Sanktionen, Bußgeldbemessung

Das BKartA empfiehlt, die Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde im Bereich der Sanktionen und Bußgeldverfahren (§§ 32 ff., 94 – 101) zu stärken.

15.1 Bußgeldtatbestand

Der Regierungsentwurf sieht in § 95 Abs. 1 Nr. 3 a) vor, dass erst der Verstoß gegen eine vollziehbare Anordnung der Regulierungsbehörde – und nicht bereits der Verstoß gegen eine Norm – als Ordnungswidrigkeit eingestuft wird. Dies gilt u.a. für den Unbundling-Bereich. Diese Regelung besitzt eine erheblich geringere Vorfeldwirkung als die direkte Einstufung eines Verstoßes gegen Rechtsnormen als Ordnungswidrigkeit. Gerade die Unbundling-Vorschriften, die für die Transparenz und die Diskriminierungsfreiheit im Wettbewerb von besonderer Bedeutung sind, verlieren damit unnötig an Durchsetzungskraft.

Eine solche Regelung läuft auch den Entwicklungen des allgemeinen Kartellrechts zuwider. Dort hatte man im Rahmen der 6. GWB-Novelle § 19 GWB (§ 22 a.F.) als unmittelbar wirkendes – und auch bußgeldbewährtes – Verbot neu formuliert, das gerade keiner vorherigen Umsetzung durch die Kartellbehörde bedarf. Von dieser Anpassung an Art. 82 EG-Vertrag versprach man sich eine stärkere Vorfeldwirkung (BT-Drucks. 13/9720, S. 35).

Wenn man zudem berücksichtigt, dass sich das direkt bußgeldbewährte Verbot des § 19 GWB an „nur“ marktbeherrschende Unternehmen richtet, während im Bereich des EnWG Monopolisten Adressat der Unbundling-Vorschriften sind, erscheint es um so dringlicher auch im Bereich des EnWG die Bußgeldbewährung direkt an den Gesetzesverstoß zu knüpfen und nicht von einer vollziehbaren Anordnung der Regulierungsbehörde abhängig zu machen.

§ 95 Abs. 1 sollte daher wie folgt ergänzt werden:

„Nr. 2a: Verpflichtungen nach § 7 Abs. 1, § 8 Abs. 2 oder Abs. 5 oder § 10 Abs. 3 nicht nachkommt.“

15.2 Mehrerlösberechnung

§ 95 Abs. 2 sieht - ähnlich wie das GWB in seiner derzeitigen Fassung - neben dem abstrakten Bußgeldrahmen eine Bußgeldberechnung auf der Basis des Mehrerlöses vor.

Die neuere Rechtsprechung des Oberlandesgerichts Düsseldorf (OLG Düsseldorf, 6. Mai 2004, Kart 41-43 und 45-47/01 OWi) zur mehrerlösbezogenen Bußgeldbemessung im Rahmen des GWB führt dazu, dass die derzeitige Regelung des GWB für eine ausreichende Sanktionierung unzureichend ist. So war in einem bedeutenden Bußgeldverfahren aus Sicht des Oberlandesgerichts Düsseldorf der aufgrund der Kartellabsprache erlangte Mehrerlös nicht mit hinreichender Sicherheit zu beweisen.

Von der Möglichkeit der im Gesetz vorgesehenen Schätzung machte das Gericht keinen Gebrauch, da es sowohl in Bezug auf das „ob“ eines Mehrerlöses, als auch hinsichtlich der Grundlagen für die Schätzung der Mehrerlöshöhe strenge Beweisanforderungen voraussetzte, die im konkreten Fall nicht erfüllt werden konnten. Diese Rechtsprechung hat zur Folge, dass insbesondere in Fällen groß angelegter Kartellabsprachen mehrerlösbezogene Bußgelder faktisch ausgeschlossen sind, da die Feststellung eines hypothetischen wettbewerbsanalogen Preises als Voraussetzung für den Nachweis eines Mehrerlöses auf kaum überwindbare Nachweisschwierigkeiten trifft. Erst über die Sanktion des Bußgeldes wird ein Kartellrechtsverstoß für das Unternehmen jedoch als wirtschaftliche Einbuße spürbar.

Im Rahmen der 7. GWB-Novelle sind daher Änderungen im Bereich der mehrerlösbezogenen Bußgeldbemessung in der Diskussion. Die Regelungen im EnWG sollten sich diesen Entwicklungen anpassen.

15.3 Bußgeldhöhe im Bereich der Unbundling-Vorschriften

Aus Sicht der BKartA sollten die Sanktionen bei Verstößen gegen Unbundling-Vorschriften deutlich verschärft werden. Die Bußgeldhöhe ist mit 100.000 € (§ 95 Abs. 2 i.V.m. § 95 Abs. 1 Nr. 3a) zu niedrig angesetzt; sie entfaltet keine nennenswerte Abschreckungswirkung. Der Bußgeldrahmen sollte – hinsichtlich der besonderen Bedeutung des Unbundlings für die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit im Wettbewerb - auf mindestens 500.000 € angehoben werden.

§ 95 Abs. 2 sollte daher wie folgt ergänzt werden:

„... erlangen Mehrerlöses, in den Fällen des Abs. 1 Nr. 2a mit einer Geldbuße bis zu 500.000 €, in den Fällen des Abs. 1 Nr. 5...“.

15.4 Schadenersatzpflicht

Das Bundeskartellamt empfiehlt, entsprechend der Regelung in § 33 Abs. 3 S. 2 GWB-E in § 32 Abs. 3 folgenden S. 2 einzufügen:

„Bei der Entscheidung über den Umfang des Schadens nach § 287 der Zivilprozessordnung kann insbesondere der anteilige Gewinn, den das Unternehmen durch den Verstoß erlangt hat, berücksichtigt werden.“

Es ist nicht erkennbar, warum eine solche Regelung hier nicht in gleicher Weise wie im GWB angebracht ist.

15.5 Weitere Ordnungswidrigkeitstatbestände

15.5.1 § 29 Abs. 2 NZVO-RessE Strom 22.11.

Der am 22. November 2004 veröffentlichte ressortabgestimmte BMWA-Entwurf einer Netzzugangsverordnung Strom (NZVO-RessE Strom 22.11.) reduziert den Ordnungswidrigkeitenkatalog des § 29 Abs. 2 NZVO-RessE Strom 22.11. gegenüber dem NZVO-E Strom 5.11. deutlich, indem er nunmehr nur noch Zuwiderhandlungen gegen bestimmte vollziehbare Anordnungen der Regulierungsbehörde nach § 27 NZVO-RessE Strom 22.11. Strom als Ordnungswidrigkeit definiert und nicht mehr auf den gesamten Katalog des § 27 NZVO-RessE Strom 22.11. verweist.

So ist es jetzt z.B. nicht mehr bußgeldbewehrt, wenn ein Netzbetreiber gegen eine vollziehbare Anordnung der

Regulierungsbehörde zur Bewirtschaftung eines Netzengpasses verstößt, § 27 Abs. 1 Nr. 8 RessE Strom 22.11.

Eine solche Reduzierung ist nicht nachvollziehbar. Das BKartA empfiehlt, den Ordnungswidrigkeitenkatalog wieder auf den gesamten § 27 NZVO-RessE 22.11. zu erstrecken.

15.5.2 § 31 NEngtV-RessE Strom 22.11.

Der am 22. November 2004 veröffentlichte ressortabgestimmte BMWA-Entwurf einer Netzentgeltverordnung Strom (NEngtV-RessE Strom 22.11.) reduziert den Ordnungswidrigkeitenkatalog des § 31 gegenüber dem NEngtV-E 5.11. ebenfalls erheblich.

Auch hier ist Reduzierung nicht nachvollziehbar. Das BKartA empfiehlt, den vorherigen Ordnungswidrigkeitenkatalog wieder herzustellen.

16. Beteiligungsrechte für Netznutzer

Der am 22. November 2004 veröffentlichte ressortabgestimmte BMWA-Entwurf einer Netzzugangsverordnung Strom (NZVO-RessE Strom 22.11.) enthält in § 16 (Allgemeine Kooperationspflichten von Netzbetreibern) und § 22 (Datenaustausch zwischen Netzbetreibern und Netznutzern) nicht mehr die dem NZVO-E Strom 5.11. vorgesehenen Beteiligungsrechte der Netznutzer. § 16 Abs. 1 S. 2 sah ursprünglich ein Anhörungsrecht für Netznutzerverbände vor, § 22 S. 4 eine Beteiligung der Netznutzer an der Festlegung der Prozesse und Formate des Datenaustauschs.

Im Rahmen der Kooperation zur Schaffung einheitlicher Bedingungen des Netzzugangs erscheint ein Beteiligungsrecht für Netznutzer angemessen, im Bereich des Datenaustauschs in einheitlichen Prozessen unverzichtbar. Das Bundeskartellamt empfiehlt deshalb, die vorgenannten Beteiligungsrechte wieder aufzunehmen.

17. Zweite Instanz für Eilentscheidungen

Das BKartA empfiehlt eine Ausweitung der Rechtsbeschwerdemöglichkeiten vor dem Bundesgerichtshof auf Eilentscheidungen der Oberlandesgerichte, die verfahrensabschließende Verfügungen der Regulierungsbehörde betreffen (§ 86). Die Regelung sollte sich nicht auf Nebenverfahren wie Beschwerden gegen Auskunfts- und Beiladungsbeschlüsse der Regulierungsbehörde sowie die dazugehörigen Eilverfahren erstrecken.

Eine solche Erweiterung der Rechtsbeschwerdemöglichkeiten gegen verfahrensabschließende Verfügungen würde erlauben, dass Grundsatzfragen – unabhängig von ihrer Klärung in Hauptsache- oder Eilverfahren – einer zweiten Instanz zugeführt werden können und damit dem dialektischen Prinzip zwischen den Instanzen breitere Geltung verschafft wird. Denn in Eilverfahren sind durch das Beschwerdegericht nicht selten Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung zu entscheiden, ohne dass die Wertungen des Beschwerdegerichts in einer Rechtsbeschwerde überprüft werden können. Diese Erfahrungen liegen nicht zuletzt im Bereich des Energierechts vor. So haben beispielsweise die in den Eilverfahren „Stadtwerke Mainz“ und „HEAG“ getroffenen Grundsatzentscheidungen zur Auslegung des Energiewirtschaftsgesetzes großes wirtschaftliches Gewicht und erzeugen über einen längeren Zeitraum weitreichende Folgen für die Praxis der Kartellbehörden. Für eine eigene zweite Instanz bei Eilentscheidungen ist es kein adäquater Ersatz, dass sich

an die Eilentscheidungen Hauptsacheentscheidungen anschließen können, die dann einer Rechtsbeschwerde vor dem Bundesgerichtshof zugänglich sind. Denn es gibt in der Praxis durchaus Konstellationen, bei denen es (durch Zeitablauf) nicht mehr oder zumindest für längere Zeit nicht zu einer rechtsbeschwerdefähigen Hauptsacheentscheidung kommt.

Gegen die Einführung der Rechtsbeschwerdemöglichkeit für Eilentscheidungen spricht nicht, dass der hierbei entstehende Zeitaufwand der Dringlichkeit einer rechtskräftigen Entscheidung zuwiderläuft. Eine Verschleppung der eindeutigen Klärung der Rechtsfrage ließe sich dadurch vermeiden, dass über die Zulassung oder Nichtzulassung der Rechtsbeschwerde in Abweichung zu den Regelungen für das Hauptsacheverfahren nicht das Oberlandesgericht, sondern der Bundesgerichtshof unmittelbar bei der Einlegung der Rechtsbeschwerde entscheiden würde. So könnte dieser dann bei Vorliegen von Zulassungsgründen über die Zulassung der Rechtsbeschwerde und die Rechtsbeschwerde selbst eine Entscheidung treffen. Damit würde das – für die unter geringerem Zeitdruck stehenden Hauptsacheverfahren durchaus sinnvolle – vorgeschaltete Verfahren der Nichtzulassungsbeschwerde entfallen.

Die Rechtsbeschwerdemöglichkeit in Eilentscheidungen kann auch nicht mit dem Argument der Systemwidrigkeit abgelehnt werden. Bereits das bisherige System des vorläufigen Rechtsschutzes nach dem EnGW-RegE entspricht nicht der allgemeinen gesetzlichen Regelungssystematik, da die erstinstanzliche Prüfung einem Oberlandesgericht obliegt. Ansonsten ist in der Zivilgerichtsbarkeit eine Entscheidung der Eingangsinstanz im vorläufigen Rechtsschutz von einem Rechtsmittelgericht überprüfbar. Durch die Schaffung einer zweiten Instanz für einstweilige Entscheidungen der Oberlandesgerichte würden Verfahren nach dem EnWG insoweit nur gleichgestellt. Die Einführung einer zweiten Instanz würde auch eine Angleichung an Verfahrensweisen vor dem europäischen Gerichtshof bedeuten. Denn auch dort ist für einstweilige Verfahren eine zweite Instanz vorgesehen.

18. Streitwertbegrenzung

Das Bundeskartellamt plädiert weiterhin dafür, im laufenden Gesetzgebungsverfahren § 50 Gerichtskostengesetz ergänzend so zu ändern, dass in Beschwerden gegen Verfügungen der Regulierungsbehörde und Rechtsbeschwerden der Streitwert auf 1.000.000 Euro begrenzt wird. Auch wenn das Gesetz zur „Modernisierung des Kostenrechts“ Streitwertbegrenzungen (30 Millionen Euro) eingeführt hat, so bedeuten auch Streitwerte dieser Größenordnung eine erhebliche Belastung des Bundeshaushaltes, indem bereits in der ersten Instanz Rechtsanwaltsgebühren von mehreren 100.000 Euro anfallen. Einerseits entsprechen derart hohe Rechtsanwaltsgebühren nicht mehr dem Verhältnismäßigkeitsmaßstab. Andererseits sind die öffentlichen Haushalte enormen Prozessrisiken ausgesetzt. Gesetzliche Streitwertbegrenzungen existieren im Übrigen für alle Prozessarten (Zivil-, Verwaltungs- und Sozialgerichtsprozesse) auch in anderen Bereichen, wie z.B. in §§ 48 Abs. 1 Satz 2 (250.000 €), 48 Abs. 2 Satz 2 (1 Mio. €), 50 Abs. 2, 52 Abs. 4 (500.000 € bzw. 2,5 Mio. €) Gerichtskostengesetz. Es gibt im Gesetz also bereits Parallelfälle, in denen der Gesetzgeber Höchststreitwerte für erforderlich hielt. Auch

diese Streitwertbegrenzungen haben zumindest teilweise den Schutz öffentlicher Haushalte zum Ziel. So ist die Streitwertbegrenzung bei Verfahren über Ansprüche nach dem Vermögensgesetz gemäß § 52 Abs. 4 Gerichtskostengesetz vorwiegend im Interesse der öffentlichen Hand im Falle ihres Unterliegens eingeführt worden (vgl. Materialien: Regierungsentwurf, BT-Drucks. 12/4801, S. 49; Hartmann, Kostengesetz, GKG § 13 Rn 21).

§ 50 Abs. 1 S. 1 des Gerichtskostengesetzes (GKG) sollte wie folgt ergänzt werden:

"In Verfahren über Beschwerden gegen Verfügungen ... und der Regulierungsbehörde, über Rechtsbeschwerden ... bestimmt sich der Wert nach § 3 der Zivilprozessordnung, liegt jedoch nicht über 1.000.000 €."

Block 2: Themenschwerpunkt Strom

1. Kalkulation der Netznutzungsentgelte

1.1 Kalkulationsmethode

Eine wirksame und möglichst unbürokratische Regulierung bedarf transparenter Kostenkalkulationsprinzipien, die nicht im EnWG selbst, jedoch konkreter in der NEntgV geregelt sein sollten. Zudem sollte die Regulierungsbehörde im Lichte der Praxis weitere Konkretisierungen treffen können. Die diesbezüglichen Spielräume der Behörde erscheinen zu eng begrenzt.

Dies erscheint insofern bedenklich, als betriebswirtschaftlich allgemein anerkannt ist, dass Kalkulationsmethoden erhebliche (Preiserhöhungs-)Spielräume bieten. So hat bspw. ein Unternehmen im Rahmen der jährlichen Neukalkulation auf Basis der Nettosubstanzerhaltungsprinzipien der Anlage 3 der VV Strom II+ seine Entgelte um über 30 % erhöht. Weitere Netzbetreiber haben unter Bezugnahme auf Anlage 3 der VV Strom II+ bei unveränderten tatsächlichen Netzkosten, die aus dem handelsrechtlichen Jahresabschluss hergeleitet wurden, ihre entgeltrelevanten Netzkosten allein auf Basis kalkulatorischer Kosten erhöht. Mehrere Energieversorgungsunternehmen haben gegenüber dem BKartA und den Preisaufsichtsbehörden der Länder erklärt, dass sie die Kalkulationsspielräume der VV Strom II+ bzw. des Tarifpreisrechts nicht ausschöpfen würden, sondern statt dessen niedrigere Preise forderten.

Für die Ziele der Regulierung bietet sich das Konzept der Realkapitalerhaltung als transparente Methode an. Nach diesem Konzept beruht die Kalkulation auf realen, im Unternehmen verfügbaren Werten (Abschreibungen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten mit Nominalverzinsung). Demgegenüber ist das in **§ 21 Abs. 2** normierte und in **§§ 4 ff. NEntgV-RessE Strom 22.11.** konkretisierte Konzept der Nettosubstanzerhaltung intransparent und missbrauchsanfällig. Da die Kalkulation weitgehend auf fiktiven Werten (z.B. Abschreibungen zum Tagesneuwert) beruht, eröffnet das System erhebliche Spielräume für die Erhöhung der kalkulatorischen Kosten, die sich dann in höheren Netzentgelten niederschlagen.

Bei einem Wechsel der Kalkulationsprinzipien von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung

ist schließlich nicht unbedingt, wie von Seiten der Netzbetreiberverbände wiederholt gefordert, ein Verlustausgleich zu gewähren.

Ausgangspunkt der Auffassung der Netzbetreiber ist die Tatsache, dass bei diesen Kalkulationsmethoden im theoretischen Modell die Kapitalrückflüsse zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. Bei der Realkapitalerhaltung werden höhere Kapitalrückflüsse in den Anfangsjahren einer Investition erzielt, während bei der Nettosubstanzerhaltung höhere Kapitalrückflüsse am Ende der Nutzungszeit des Wirtschaftsgutes auftreten.

Nach Auffassung des BKartA und einzelner Bundesländer ist die theoretische Differenz aus zwei Gründen allenfalls von geringer Bedeutung.

Die Netzbetreiber unterstellen, sie hätten im Rahmen der Tarifpreisaufsicht immer schon nach den Prinzipien der VV II + kalkuliert. Das ist aber nicht der Fall. Die Strompreise bei Industrie und größerem Gewerbe unterliegen schon seit Jahrzehnten keiner Preisaufsicht mehr. Die BTOElT kontrollierte lediglich die Strompreise und nicht isoliert die Netze auf der Niederspannungsebene. Die dabei anzuwendenden Kalkulationsprinzipien und Abschreibungsdauern waren wegen der Länderzuständigkeit uneinheitlich. Auch ist ein Teil des Anlagenbestandes bereits vollständig abgeschrieben. Ferner kannte die BTOElT keine effektive Nachkalkulation. Es ist deshalb nicht nachweisbar, wie viel Kapital tatsächlich für die Netze an die Investoren zurückgeflossen ist. Für einen zu engen kalkulatorischen Kostenmaßstab in der Vergangenheit gab es keine Anhaltspunkte. Es ist deshalb nicht sachgerecht, die zukunftsgerichtet Entscheidung für die Realkapitalerhaltung wegen angeblicher Defizite in der Vergangenheit nicht umzusetzen.

Im Übrigen würde tendenziell jeder vorsichtige, im Wettbewerb stehende Unternehmer das Prinzip der Realkapitalerhaltung für die Kalkulation besonders langfristiger Investitionen, wie sie Energieversorgungsnetze darstellen, bevorzugen. Denn er würde zur Reduzierung des Finanzierungsrisikos in der Regel den in der Anfangsphase höheren Kapitalrückfluss in Anspruch nehmen wollen.

1.2 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

In der leitungsgebundenen Energiewirtschaft ist die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ein wesentlicher Kostenfaktor, da es sich um kapitalintensive Branchen handelt. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass Netzbetreibern ein hinreichend attraktiver Zinssatz zu bieten ist, um auch mittel- und langfristig einen leistungsfähigen Netzbetrieb zu gewährleisten.

§ 7 Abs. 3 NEntgV-RessE Strom 22.11. garantiert den Netzbetreibern eine attraktive und wettbewerbslich angemessene Verzinsung, indem der Eigenkapitalzinssatz die durchschnittliche reale Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten der letzten zehn Kalenderjahre zuzüglich eines angemessenen, von der Regulierungsbehörde zu bestimmenden unternehmerischen Wagnisses nicht überschreiten darf.

Nach § 7 Abs. 5 NEntgV-RessE Strom 22.11. erwägt die Bundesregierung, den Eigenkapitalzinssatz bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde zum 1. Januar 2006 auf 6,5 % festzusetzen. Unbefriedigend ist, dass diese Verzinsung auch solchen Unternehmen zu Gute kommt, die keinen effizienten Netzbetrieb praktizieren. Eine über diesen Termin hinausgehende zeitliche Festlegung der Verzinsung sollte daher – und wegen der mittlerweile gesunkenen realen Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere – auf jeden Fall vermieden werden.

Von Netzbetreiberseite wird mitunter geltend gemacht, dass im Rahmen der kalkulatorischen Kostenrechnung auch die Steuern auf den Scheingewinn und die Körperschaftsteuer Berücksichtigung finden sollten. Sachgerechterweise greifen der NEntgV-ReffE und der NEntgV-RessE Strom 22.11. beide Vorschläge nicht auf. Die Berücksichtigung der Körperschaftsteuer würde tendenziell zu Netzentgelterhöhungen führen, da sie nicht einmal nach der VV Strom II+ angesetzt werden durften. Zum zweiten würde bei einer Berücksichtigung der Steuern auf den Scheingewinn und der Körperschaftsteuer als kalkulatorische Kosten den Stromnetzbetreibern, d.h. Monopolunternehmen, eine deutlich höhere Rendite zugestanden als einem Investor am Kapitalmarkt. Dies wäre nicht angemessen.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass in einem Anreizregulierungssystem Netzbetreiber durchaus höhere Renditen als ein Investor am Kapitalmarkt erzielen können, ohne dass die sich ergebenden Entgelte nach Regulierungsrecht als unangemessen einzustufen wären. Dies setzt jedoch voraus, dass Netzbetreiber ihre Effizienz so steigern, dass die Netznutzer zumindest teilweise an den Effizienzgewinnen partizipieren.

2. Stromhandel

Die vier über alle Marktstufen vertikal integrierten Verbundunternehmen (Stromerzeugung, -handel, -übertragung, -verteilung, -vertrieb) verfügen auf den Stromhandelsmärkten über marktbeherrschende bzw. marktstarke Stellungen. Zusammen verfügen sie über rd. 90 % der inländischen Kraftwerkskapazitäten (Eigentum und langfristige Lieferverträge). Stromimporte, über die diese vier Unternehmen ebenfalls in erheblichem Umfang verfügen, üben aufgrund von Kapazitätsengpässen kaum wirksamen Wettbewerbsdruck aus. Diese herausragenden Handelspositionen werden durch zwei Umstände zusätzlich gestärkt. Zum einen stehen viele wettbewerbsrelevante Daten nur den vier Verbundunternehmen, nicht jedoch ihren Wettbewerbern zur Verfügung. Zum anderen wickeln die Übertragungsnetzbetreiber ihre zur Erbringung von Systemdienstleistungen notwendigen Stromhandelsgeschäfte ausschließlich über Konzernschwester-gesellschaften ab. Dies hat nicht nur zur Folge, dass der Stromhandel als solcher keinen funktionsfähigen Wettbewerb kennt. Er liefert auch nicht die zuverlässigen Preissignale, die erforderlich sind, um Newcomern zuverlässige Kalkulationsgrundlagen für Kraftwerksinvestitionen in Deutschland zu bieten. Die erforderliche Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks steht somit unter keinem Wettbewerbsdruck.

2.1 Veröffentlichung handelsrelevanter Daten

Die in § 16 NZVO-RefE bzw. § 17 NZVO-RessE Strom 22.11. vorgesehenen Veröffentlichungspflichten sind ergänzungsbedürftig. So fehlt z.B. die Verpflichtung zur Veröffentlichung von prognostizierten und tatsächlichen EEG-Einspeisungen und von Kraftwerksrevisionen. Gegenwärtig verfügen die marktstarken Stromhändler gegenüber kleineren Händlern (Stadtwerke, Newcomer) über wettbewerbsrelevante Informationsvorsprünge (großer Bilanzkreis gestattet sicherere Prognosen, Kraftwerksrevisionen aufgrund von Abstimmungserfordernissen, Kenntnis der Windeinspeisungen u.v.m.).

Die Kosten der Veröffentlichung wettbewerbsrelevanter Daten fallen gering aus, da sie überwiegend bereits heute bei den Netzbetreibern verfügbar sind. Derartige Veröffentlichungen über Internet sind in anderen Staaten, z.B. Skandinavien, seit längerem üblich.

2.2 Wettbewerbsorientierte Beschaffung von Systemdienstleistungen seitens der ÜNB

Aus Wettbewerbsicht sollte der Regulierungsrahmen sicherstellen, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die mit Systemdienstleistungen verbundenen Stromhandelsgeschäfte in einem liberalisierten Strommarkt künftig nichtdiskriminierend und marktorientiert beschaffen. Dies betrifft die Beschaffung von Regelernergie (s. ausführlich unten Block 2 Ziff. 4), von Verlustenergie und die Abwicklung des EEG-Bilanzkreises.

2.2.1 Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises durch ÜNB

Das BKartA regt an, in der NZVO-RefE Strom die Aufsichtskompetenzen im Bereich der EEG-Bilanzkreisführung folgendermaßen zu normieren:

"§ 13 a EEG-Bilanzkreis

Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, einen Bilanzkreis zu führen, der ausschließlich den Ausgleich von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien und deren Auspeisungen in Form von EEG-Lieferungen an Bilanzkreise (EEG-Bilanzkreis) umfasst. Die erforderlichen Ausgleichsleistungen sind wettbewerbsneutral, nach transparenten und marktorientierten Verfahren (z.B. Ausschreibung) und zu möglichst günstigen Kosten zu beschaffen."

In § 27 Abs. 1 ist als zusätzliche Nr. einzufügen:

"...zur Handhabung, Abwicklung und Abrechnung der EEG-Bilanzkreise nach § 13a".

Begründung:

Der Vorschlag schließt eine Lücke des NZVO-RefE, die erheblichen Einfluss auf die Höhe der Netznutzungsentgelte hat, wie sich aktuell in den Ermittlungen des BKartA zu den Preiserhöhungen der ÜNB gezeigt hat. Im Rahmen der Einspeisung von Windenergie müssen die ÜNB aktiv werden, um die unstillen Windeinspeisungen in Form von Bandlieferungen an die Bilanzkreise weiterzugeben ("veredeln"). Zum Ausgleich der Windeinspeisung und -entnahme werden kurzfristige Ausgleichsinstrumente eingesetzt (day-ahead-Handel, intra-day-Handel und das Regelernergieprodukt Minutenreserve).

Dieser Bereich bedarf einer flexiblen Aufsicht durch die Regulierungsbehörde, um zukünftig zu gewährleisten, dass dieser Prozess von den ÜNB wettbewerbsneutral vorgenommen wird. Die gegenwärtigen Regelungen verstärken tendenziell die marktstarken Stellungen der mit den ÜNB verbundenen Kraftwerks- und Vertriebschwesteresellschaften, da bislang nur sie in diesen Bereichen als Anbieter herangezogen werden.

2.2.2 Verlustenergie

Auch die Verlustenergie wird gegenwärtig von den ÜNB – wie auch von den Verteilnetzbetreibern (VNB) – in intransparenter Weise rein konzernintern beschafft. (Diese Kosten liegen deutlich unter den EEG-Abwicklungskosten.) Doch sieht das EnWG unter Berücksichtigung des § NZVO-E 5.11., der insoweit eine Lücke des NZVO-RefE schließt, geeignet erscheinende Eingriffsbefugnisse für die Regulierungsbehörde vor (§ 10 i.V.m. § 27 Abs. 1 Nr. 4 NZVO-RessE Strom 22.11.).

3. Grundversorger/Ersatzversorger

3.1 Grundversorgung für Wettbewerb öffnen

Der EnWG-RegE weist die Grundversorgungspflicht für Haushaltskunden dem Energieversorgungsunternehmen zu, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert (§ 36 Abs. 2). Damit besteht die Gefahr, dass die marktbeherrschenden Stellungen der örtlichen Versorger bei der Belieferung von Haushaltskunden rechtlich abgesichert werden. Denn gegenwärtig verfügt der örtliche Versorger bei Haushaltskunden in der Regel über einen Marktanteil von weit über 90 %.

Das BKartA empfiehlt, auch die Grundversorgung für den Wettbewerb zu öffnen. Dieser Bereich ist von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung, da – je nach Versorgungsgebiet – noch ca. 70% der Haushaltskunden Strom zum Allgemeinen Tarif beziehen.

§ 36 EnWG-RegE sollte so ausgestaltet sein, dass (a) die Grundversorgung der Haushaltskunden dauerhaft und zu angemessenen, leicht und eindeutig vergleichbaren Preisen gesichert ist, (b) sich mehrere Stromversorgungsunternehmen für bestimmte Gemeinden oder Netzgebiete als Grundversorger anmelden können und (c) die Grundversorgung allenfalls für eine Übergangszeit - im Sinne einer Interimslösung für höchstens 3 Monate - an den Inhaber der Netzinfrastruktur bzw. an ein einziges Stromversorgungsunternehmen gebunden wird.

3.2 Übergangsfristen für besondere Missbrauchsaufsicht der Landesbehörden

Bei der Einführung der besonderen Missbrauchsaufsicht der Landesbehörden über die Allgemeinen Preise für die Grund- und Ersatzversorgung (§ 40) empfiehlt das BKartA, Übergangsfristen (z.B. 3 Jahre) vorzusehen. Sie verhindern, dass die Versorgungsunternehmen, die gegenwärtig im Haushaltskundenbereich nur einer sehr geringen Wettbewerbsintensität ausgesetzt sind, durch die neuen Regelungen für einen längeren Zeitraum praktisch ohne wirksame Kontrolle ihre Endkundenpreise erhöhen können. Denn erst nach einer Anlaufzeit wird es der Regulierungsbehörde gelingen können, eine sachgerechte Zuordnung der (Gemein-)Kosten zwischen dem Monopol-

bereich Netz und den Wettbewerbsbereichen Erzeugung und Vertrieb durchzusetzen, so dass die veröffentlichten Netznutzungsentgelte – wie in § 40 vorgesehen – sachgerechterweise als „rechtmäßig“ in die Ex-post-Aufsicht über die Grundversorgungspreise einfließen können.

4. Regelenenergie

4.1 Bedeutung der Regulierung des Regelenenergieregimes

Regelenenergie, die deutschlandweit 1 Mrd. Euro pro Jahr kostet, ist der zentrale Kostentreiber der Übertragungsnetzentgelte. Denn neben dem "reinen" Netzzunterhalt (Höchstspannungsleitungen, -masten, etc.) erbringen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (RWE Transportnetz Strom GmbH, E.ON Netz GmbH, EnBW Transportnetze AG, Vattenfall Europe Transmission GmbH, nachfolgend ÜNB) in erheblichem Umfang Systemdienstleistungen (Regelenenergie, EEG-Ausgleichsmechanismus, Verlustenergie), die mit Strombeschaffungsaktivitäten verbunden sind. Hierbei entfallen ca. 40 % auf "reine" Netzkosten und 60 % auf die Systemdienstleistungen. Die verschiedenen Regelenenergiearten (Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve) dienen dem sehr kurzfristig erforderlichen Ausgleich der Abweichungen zwischen der prognosebasierten Stromeinspeisung der Lieferanten und der tatsächlichen Stromentnahme der Endkunden in der jeweiligen Regelzone.

Die Regelenenergie, die gegenwärtig ÜNB für ihr jeweiliges Übertragungsnetzgebiet (sog. "Regelzone") individuell beschaffen und gegenüber den Netznutzern abrechnen, ist von zentraler wirtschaftlicher und wettbewerblcher Bedeutung für die wettbewerblche Entwicklung von Stromerzeugung und Stromvertrieb.

Mit insgesamt ca. 7.000 MW entspricht die vorgehaltene Regelleistung der Leistung von über vier mittleren Kernkraftwerksblöcken. Mit einem Anteil von über 40 % an den Übertragungsnetz-Entgelten belasten die Regelenenergiekosten in erheblichem Umfang die industriellen Strom-Großverbraucher und Stadtwerke.

Beträchtliche Erhöhungen der Übertragungsnetzentgelte, die mit stark steigenden Regelenenergiekosten gerechtfertigt wurden, haben zu Beschwerden von Stadtwerken sowie dem Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) beim BKartA geführt, die sich gegen alle vier ÜNB richten. Die Marktermittlungen des BKartA ergaben, dass die vier Verbundunternehmen aufgrund von marktbeherrschenden Stellungen (Marktanteile z.T. über 80 %) bei der Bereitstellung von Regelenenergie über beträchtliche Preissetzungsspielräume verfügen, die nur über eine Weiterentwicklung des gegenwärtigen Ausschreibungsregimes im Rahmen des laufenden Gesetz- und Verordnungsgebungsverfahren nachhaltig beseitigt werden können.

Für die über alle Marktstufen vertikal integrierten vier Verbundunternehmen (Stromerzeugung, -handel, -übertragung, -verteilung, -vertrieb) bietet die Bereitstellung von Regelenenergie erhebliches Quersubventionierungspotential, da insbesondere diese Unternehmen über regelenenergiefähige Erzeugungskapazitäten verfügen. In Deutschland bestehen für die Über-

tragungsnetzbetreiber dementsprechend große Anreize, die Marktregeln in diesem Bereich zugunsten der konzerneigenen Kraftwerks- und Vertriebsgesellschaften auszugestalten. Demgegenüber treten in Ländern mit eigentumsrechtlich unabhängigen Übertragungsnetzbetreibern Fehlanreize in dieser Form nicht auf. Da die Stromrichtlinie und der EnWG-RegE lediglich ein gesellschaftsrechtliches Umbundling vorsehen, so dass der Übertragungsnetzbetrieb innerhalb des Konzernverbands verbleibt, bedarf es hier eines wirksamen regulatorischen Rahmens für die Regelenenergiemärkte.

4.2 Weiterentwicklung des Regelenenergieregimes im EnWG-RegE

Am ehesten würden die Wettbewerbsprobleme im Bereich der Regelenenergie durch die auch von Netznutzern und Monopolkommission geforderte Bildung einer nationalen Regelzone gelöst. Zwar schafft der EnWG-RegE nicht die Voraussetzungen für die Bildung einer nationalen Regelzone, doch stellt die in ihm angelegte second best Lösung einen großen Fortschritt dar:

§ 22 Abs. 2 verpflichtet die ÜNB, für die Ausschreibung von Regelenenergie eine gemeinsame Internetplattform einzurichten und zur Senkung des Aufwandes für Regelenenergie – unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen - zusammenzuarbeiten. Diese Anforderungen lassen sich nur im Wege der gemeinsamen, d.h. regelzonenübergreifenden Ausschreibung der Regelenenergie erfüllen.

Leider setzt der vorliegende NZVO-RessE 22.11. diese gesetzliche Grundlage nicht um. So fehlt insbesondere die Verpflichtung der ÜNB zur gemeinsamen Ausschreibung der verschiedenen Regelenenergieformen auf einer Internetplattform (s.u. 4.3.). Vorsorglich weist das BKartA darauf hin, dass die noch im NZVO-RefE vorgesehenen Ausschreibungsregelungen (z.B. Höhe der Mindestgebote, Ausschreibungszeiträume) keinesfalls zur Senkung des Regelenenergieaufwands, wie sie der EnWG-RegE vorgibt, sondern aufgrund der erweiterten Handlungsspielräume für die bereits in ihrer jeweiligen Regelzone marktbeherrschenden Verbundunternehmen zu einer Erhöhung des Regelenenergieaufwands führen würden.

Die wettbewerbsorientierte Weiterentwicklung des Ausschreibungssystems hin zu einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden Ausschreibung würde die Inanspruchnahme der kostenträchtigen Regelenenergiearten (600 Mio. Euro Sekundärregelenenergiekosten) und den Wettbewerb zwischen den vier großen Betreibern regelfähiger Kraftwerke intensivieren. Denn den bestehenden Marktaufteilungen entlang der vier Regelzongrenzen, die auf getrennten Ausschreibungen basieren, würde der Boden entzogen. Somit führt eine regelzonenübergreifende gemeinsame Ausschreibung der verschiedenen Regelenenergiearten zur Senkung des Aufwands für Regelenenergie und damit zur finanziellen Entlastung aller Netznutzer. Denn entsprechend den Vorgaben des BKartA (Verpflichtung der Abrechnung zum Marktpreis) müssen die ÜNB günstigere Preise "eins zu eins" an die Netznutzer weitergeben. Der zu erwartende Kostensenkungseffekt (Einsparung von Regelenenergie, Wettbewerbseffekt) beträgt mit ca. 100 Mio. Euro jährlich

10 % der Regelenergie-Gesamtkosten von 1 Mrd. Euro.

Die Weiterentwicklung des Regelenergieregimes tangiert nicht die Versorgungssicherheit. Bereits im Rahmen der gegenwärtig getrennt durchgeführten Ausschreibungen können die vier ÜNB im Fall von Netzrestriktionen von der Beschaffung gemäß der jeweiligen regelzonenspezifischen Angebotskurve abweichen. Dementsprechend beinhaltet die gemeinsame regelzonenübergreifende Ausschreibung, dass die ÜNB Regelenergie entsprechend einer nationalen Angebotskurve beziehen, wobei eventuelle Netzrestriktionen als Nebenbedingung bei Beschaffung und Einsatz von Regelenergie Berücksichtigung finden können.

Die Fusionen der ÜNB RWE/VEW (jetzt: RWE Transportnetz Strom), PreussenElektra/Bayernwerk (jetzt: E.ON Netz) und HEW/VEAG/Bewag (jetzt: Vattenfall Europe Transmission, VET) sowie die Einbindung des HEW-Höchstspannungsnetzes in den VET-Übertragungsnetzbetrieb trotz fehlender unmittelbarer netztechnischer Verbindung belegen, dass eine intensivere Kooperation von ÜNB ohne Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit technisch möglich ist.

Der EnWG-RegE lässt somit substantielle Verbesserungen im Bereich Regelenergie nur erwarten, wenn das Regelenergieregime in geeigneter Form in der NZVO Strom konkretisiert wird und hinsichtlich entwicklungsfähiger Aspekte der Festlegung oder Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf. Das BKartA regt daher an, § 22 Abs. 2 S. 3 folgendermaßen zu modifizieren:

"Die Einrichtung einer Plattform nach Satz 2 unterliegt der Festlegung oder Genehmigung der Regulierungsbehörde."

Eine bloße Anzeigepflicht vermag nicht zu gewährleisten, dass die Übertragungsnetzbetreiber (= Nachfrager von Regelenergie) ihre gegenwärtige Praxis aufgeben, durch die Ausgestaltung des Ausschreibungsregimes die jeweils konzern-eigenen Kraftwerks- und Vertriebsgesellschaften (= Anbieter von Regelenergie) zu begünstigen.

4.3 Zu den Regelenergie-Regelungen des NZVO-RessE 22.11.

Die gemeinsame Ausschreibung auf einer Internetplattform bedarf der Konkretisierung in der Netzzugangsverordnung. Das BKartA empfiehlt, das geltende Regelenergieregime, in der Verordnung weiterzuentwickeln. Es sollte dann von der Regulierungsbehörde im Lichte der Erfahrungen mit diesen jungen Märkten modifiziert werden können.

Der NZVO-RessE 22.11. setzt nicht die Regelungen des § 22 Abs. 2 EnWG-RegE um. Statt einer gemeinsamen Ausschreibung der ÜNB auf einer Internetplattform sieht er vor, dass zeitgleich vier getrennte Ausschreibungen für die verschiedenen Regelenergiearten durchgeführt werden (§ 6 Abs. 1 i.V.m. § 7 NZVO-RessE 22.11.). Das Wesen einer Internetplattform ist jedoch die Schaffung eines einheitlichen Marktes.

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass § 27 Abs. 1 Nr. 2 NZVO-RessE 22.11. bestimmte Ausschreibungsmodalitäten der Entscheidung der Regulierungsbehörde überläßt (z.B. Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträume).

Das BKartA empfiehlt aber, die NZVO um folgende zentrale Elemente zu ergänzen:

- gemeinsame regelzonenübergreifende Ausschreibung auf einer Internetplattform
- Verpflichtung der ÜNB zur regelzonenübergreifenden Saldierung der vier Regelzonensalden, bevor Regularbeit tatsächlich eingesetzt wird. (Die Saldierung führt tendenziell zu Kostensenkungen, indem eine gegenläufige Regelzonensteuerung vermieden wird.)
- Regelung, dass ÜNB beim Einsatz von Regelenergie Netzrestriktionen berücksichtigen können
- Entwicklung und Ausschreibung neuer, längerfristiger Reserveleistungsprodukte durch ÜNB, insbes. für Windenergie (tendenziell kostengünstiger als derzeitige Regelenergieprodukte)
- wettbewerbsorientierte Veröffentlichungspflichten Die in § 9 Abs. 1 Satz 1 NZVO-RessE 22.11. genannten Informationen sind wettbewerbsrelevante Informationen, die allen Marktteilnehmern (Anbieter von Regelenergie, Netznutzern) in anonymisierter Form zur Verfügung gestellt werden sollten. Der nach Abs. 1 Satz 2 zu veröffentlichende Preis des Grenzanbieters ist nur eine von vielen wettbewerbsrelevanten Informationen, die (potentielle) Anbieter von Regelenergie benötigen, um auf diesem Markt tätig zu sein oder zu werden.
- Sicherstellung der angemessenen Abrechnung von Regelenergie (§ 8 Abs. 2 NZVO-RessE 22.11. stellt nicht hinreichend sicher, dass die Abrechnung von Über- und Unterspeisungen spreadfrei zum Marktpreis erfolgen).

Das Bundeskartellamt empfiehlt, hinsichtlich des Abrechnungssystems in § 27 Festlegungen der Regulierungsbehörde in **Abs. 1** als Nr. xy einzufügen:

Nr. xy Kriterien für missbräuchliche Über- oder Unterspeisungen von Bilanzkreisen und deren Abrechnung"

Begründung:

Das gegenwärtige **Abrechnungssystem** war das Ergebnis von **(Missbrauchs-)Verfahren des BKartA**.⁹ Es

⁹ Vgl. bspw. Auflage Ziff. 7.3. des Freigabebeschlusses des Bundeskartellamts im Fusionsfall RWE/VEW vom 3. Juli 2000 (im Internet verfügbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Fusion99/B8_309_99.pdf).

Die Abrechnung von Regelenergie gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen (auch als "Ausgleichsenergie" bezeichnet) erfolgt gegenwärtig zu einem einheitlichen Marktpreis, der aus dem mengengewichteten Preis bestimmter Regelenergiearten gebildet wird (Sekundär- und Minutenreservearbeit). Diejenigen Bilanzkreise, die in einzelnen ¼-Stunden im Hinblick auf den Stromverbrauch ihrer Kunden zu wenig Energie eingespeist haben, zahlen an den ÜNB den Preis, der sich aus den Beschaffungskosten des ÜNB auf den Regelenergiemärkten ergibt. Diejenigen Bilanzkreise, zu viel Energie eingespeist haben, erhalten diese Stromlieferungen zu dem Preis vergütet, der aus den Beschaffungskosten des ÜNB auf den Regelenergiemärkten resultiert. Es gibt also keine Preisdifferenzierung (sog. "spread") zwischen Mehr- und Mindereinspeisungen von Bilanzkreisen.

stellt sicher, dass auf Seiten der ÜNB keine Abrechnungsgewinne entstehen und dass kleine und mittlere Händler nicht hohen oder prohibitiven Preisrisiken ausgesetzt sind, die deren geringe Handelsmargen verschlechtern. Unterschiedliche ¼-Stunden-Preise für Mehr- und Mindereinspeisungen von Bilanzkreisen (Abrechnung mit spread) würde den derzeit nicht sehr ausgeprägten Wettbewerb im Stromhandel zusätzlich schwächen. Denn insbesondere kleine und mittlere Bilanzkreise weisen wegen schlechterer Durchmischungseffekte und geringerer Datenverfügbarkeit mitunter höhere Prognosefehler auf als bspw. die Bilanzkreise der Verbundunternehmen.

Die Abrechnungsregelungen in **§ 8 Abs. 2 S. 4 NZVO-RessE 22.11.** verbieten zwar einen spread. § 8 Abs. 2 S. 2 und 3 sowie die Begründung sind jedoch missverständlich. Sie bergen daher das Risiko, dass künftig eine einheitliche Abrechnung ohne spread nicht mehr gewährleistet ist. Dies gilt um so mehr, als ÜNB in Kenntnis der beabsichtigten Verordnungen gegenwärtig bestrebt sind, im Rahmen von Änderungskündigungen zu Preisscheren (spread) zurückzukehren. Eine Verhinderung von missbräuchlicher Über- oder Unterspeisung, wie sie zur Begründung eines spread vorgetragen wird, sollte daher nach klaren, von der Regulierungsbehörde zu genehmigenden oder festzulegenden Kriterien über Prüfung und Sanktion im Einzelfall und nicht flächendeckend erfolgen.

5. Dezentrale Einspeisung / Vermiedene Netznutzungsentgelte

6. Contracting

Der noch relativ junge Contracting-Markt umfasst eine Vielzahl von Dienstleistungen, die für Immobilien, Liegenschaften oder Areale erbracht werden (Betrieb von Anlagen sowie Lieferung von Elektrizität, Gas, Wasser, Wärme, Kälte; Messkonzepte u.a.). Soweit Contracting-Anbieter Strom- oder Gasnetze im Sinne des EnWG-RefE betreiben, unterliegen sie den in Teil 3 des EnWG-RefE statuierten Verpflichtungen, insbesondere zu Netzanschluss und Netzzugang, sowie ggf. den Unbundling-Verpflichtungen nach Teil 2 des EnWG-RefE. Dies erscheint sachgerecht.

Von Contracting-Dienstleistern betriebene Netze sind dabei allenfalls von Werksnetzen im Sinne von **§ 110** abzugrenzen, die von der Regulierung im Wesentlichen ausgenommen sein sollen.

In der Praxis des BKartA spielte Contracting bislang allenfalls als sachlich betroffener und dabei sehr diversifizierter Markt im Rahmen der Fusionskontrolle, nicht aber im Rahmen der Missbrauchsaufsicht eine Rolle.

7. Arealnetze

Der Betrieb von Arealnetzen stellt einen Teilmarkt des Contracting dar. Aus wettbewerblicher Sicht kommt es bei derartigen Netzen, die auf gesonderten Liegenschaften mit Wohn- und/oder Gewerbebebauung regelmäßig die Niederspannung und die Um-

spannung der Mittel- auf Niederspannung umfassen, zu einem „Wettbewerb um das Netz“, wie man es sonst nur bei der Neuvergabe einer Konzession oder bei Stichleitungen von Industriekunden zu einer höheren Spannungsebene kennt.

Gegenstand kartellrechtlicher Verfahren – und nach Aussagen entsprechender Dienstleistungsunternehmen auch zukünftig alleiniger Gegenstand von Wettbewerb – sind Neu- oder Drittareale. Diese Arealnetze entstehen in Neubaugebieten oder befanden sich schon bisher außerhalb des Verteilnetzes des örtlichen Stadtwerks oder Regionalversorgers. Derartige Arealnetze haben nach Auffassung des BKartA (Mainova-Fall) und der Obergerichte einen kartellrechtlichen Anspruch auf Anschluss an die vorgelagerte Netzebene. Der Rückgriff auf Kartellrecht war erforderlich, da das geltende EnWG keine Vorschrift zum bloßen Netzanschluss enthält (**§§ 6 und 10** sind nicht einschlägig).

Der EnWG-RefE schließt in **§§ 17, 18** diese Lücke in inhaltlich sachgerechter Form. Er gibt u.a. nachgelagerten Netzen einen Anspruch auf Netzanschluss und orientiert sich dabei, z.B. was den Verweigerungsgrund der Unzumutbarkeit angeht, an **§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB**. Gegebenenfalls könnten für Arealnetze in einer auf Basis von § 17 Abs. 3 zu erlassenden Netzanschluss-Verordnung weitere Einzelheiten geregelt werden.

Die häufig von örtlichen Verteilnetzbetreibern und ansatzweise auch in der Bundesratsstellungnahme¹⁰ (Ziff. 23) geäußerte Befürchtung, über Arealnetze erfolge ein „Rosinenpicken“ zulasten der Kosten- und Entgeltstruktur in den örtlichen Netzen, ist unbegründet. Neu- oder Drittarealnetze tangieren weder die bestehenden Verteilnetze noch die dortige Kundenstruktur. Es kommt nur jeweils zu einem Wettbewerb um eventuelle Netzerweiterungen. Die örtlichen Netzbetreiber können ohne weiteres an diesem Wettbewerb teilnehmen. „Altareale“ innerhalb der örtlichen Netze können schon deshalb nicht zum Gegenstand des Wettbewerbs werden, weil die Netzanlagen im Eigentum des jeweiligen Stadtwerks oder Regionalversorgers stehen und vom Liegenschaftseigentümers nicht einem sonstigen Dienstleister übertragen werden können.

Wettbewerb um Arealnetze hat von daher eine von vornherein begrenzte Dimension. Er trägt allerdings langfristig in Bezug auf Neu- und Drittareale zu einer größeren Effizienz der Netze, zu niedrigeren Netzentgelten und in Bezug auf die dort angeschlossenen Endkunden zu niedrigeren Strompreisen bei.

8. Stromkennzeichnung

9. Anschlusspflicht bei KWK-Anlagen

10. Schiedsstelle für Streitigkeiten betr. EEG-Umlage und Anschluss von EEG-Anlagen

Siehe oben Block 2 Ziff. 2 Stromhandel zur Notwendigkeit im Rahmen der Regulierung der Übertra-

¹⁰ BT-Drs. 15/3917 v. 14. Okt. 2004, Anl. 2

gungsnetze in der NZVO Strom künftig eine wettbewerbsorientierte Beschaffung der Übertragungsnetz-Systemdienstleistung "Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus" zu gewährleisten, um Wettbewerbsverzerrungen im Stromhandel zu beseitigen.

Block 3: Themenschwerpunkt Gas

1. Zugang zu den Gasnetzen (Entry-/Exit-Modell)

Das BKartA begrüßt, dass der Regierungsentwurf den Empfehlungen des Monitoringberichts¹¹ folgt und mit § 4 NZVO-RefE ein Entry-/Exit-Modell einführt, das die getrennte Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten (§ 4 Abs. 4 NZVO-RefE) und das Angebot frei zuordenbarer Kapazitätsrechte vorsieht, die es ermöglichen, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen (§ 4 Abs. 3 NZVO-RefE). Die Erfahrungen mit der VV II Gas haben gezeigt, dass das Kontraktpfadmodell nicht geeignet ist, wirksamen Wettbewerb zu etablieren.

Das Entry-/Exit-Modell muss aus Sicht des BKartA folgenden Zielen genügen: Es soll eine distanzunabhängige Entgeltberechnung eingeführt werden, die nur von den gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten, nicht aber von der Distanz zwischen dem Einspeise- und Entnahmepunkt abhängig ist. Weiterhin soll das Entry-/Exit-Modell den administrativen Aufwand für die Netznutzer reduzieren, indem für einen Gastransport nur noch Ein- und Ausspeisekapazitäten gebucht werden müssen, ohne dass der Netznutzer einen konkreten Transportpfad festlegen muss.

1.1 Einbeziehung von Haushaltskunden

Nach dem vorliegenden Modell haben lediglich Transportkunden, jedoch keine Haushaltskunden einen Anspruch auf Netzzugang. § 2 Nr. 25 NZVO-RefE definiert den Transportkunden als Großhändler, Letztverbraucher mit Ausnahme von Haushaltskunden und Gaslieferanten einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens. Gemäß Art. 23 der Richtlinie 2003/55/EG sind ab dem 1. Juli 2007 alle Kunden zugelassene Kunden. Nach § 20 Abs. 1 EnWG-RegE hat jedermann Anspruch auf Zugang zu den Energieversorgungsnetzen. Somit wird in der NZVO-RefE Gas die Richtlinie und das EnWG im Gasbereich eingeschränkter umgesetzt als im Strombereich. Das Bundeskartellamt empfiehlt, den Anspruch auf Netzzugang sofort auf den Haushaltskundenbereich zu erstrecken.

1.2 Bildung möglichst großer Regelzonen

Maßgeblich für die Etablierung von funktionsfähigem Wettbewerb ist die Schaffung möglichst großer netzübergreifender Regelzonen. Der Monitoringbericht empfiehlt die Etablierung von Regelzonen, die ungeachtet unterschiedlicher Eigentumsverhältnisse ein möglichst großes Gebiet umfassen sollen, in dem die Gastransporte ohne wesentliche Einschränkungen vorgenommen werden können. Die Regelzonen sollten demnach nur durch technische Restriktionen be-

grenzt werden (bspw. H-/L-Gas, Kapazitätsengpässe).

Die NZVO-RefE etabliert zwar ein echtes Entry-/Exit-Modell. Die Forderung des Monitoringberichts, durch die Schaffung netzübergreifender Regelzonen einer Zersplitterung des deutschen Gasmarktes entgegen zu treten und so wirksamen Wettbewerb zu ermöglichen, wird aus Sicht des BKartA aber nicht erfüllt. Ursächlich hierfür ist die in § 3 Abs. 1 und § 4 Abs. 3 NZVO-RefE beschriebene Ausrichtung der Regelzonen an eigentumsrechtlichen Gegebenheiten. In der Konsequenz schreibt der Verordnungsentwurf damit die Zersplitterung des deutschen Gasnetzes in über 700 Teilnetze bzw. Regelzonen fest. Diese Zersplitterung wird sich vermutlich noch fortsetzen, da § 5 Abs. 5 NZVO-RefE zusätzlich die Bildung von Teilnetzen innerhalb einer Regelzone erlaubt (vgl. Block 3, Ziff. 4).

Der Schaffung wirksamen Wettbewerbs steht entgegen, dass für jede Regelzone und jedes Teilnetz separate Ein- und Ausspeisekapazitäten gebucht werden müssen. Das Ziel des Entry-/Exit-Modells, administrative Belastungen der Netznutzer zu verringern, wird nur teilweise erreicht. Für jeden Gastransport sind mindestens drei, in der Regel aber eine Vielzahl von Verträgen abzuschließen und zu verwalten, damit der Transport über alle Netzstufen gewährleistet ist. Dies verringert den administrativen Aufwand gegenüber dem Transportpfadmodell nur unwesentlich und nimmt dem Modell die gewünschte Flexibilität auf der Seite der Netznutzer. Zudem wird ein unnötiges unternehmerisches Risiko hervorgerufen, da für einen Transport zeitgleich Verträge für mehrere Regelzonen abzuschließen sind. Die Zersplitterung führt auch dazu, dass die Entgeltregelung indirekt wieder eine distanzabhängige Komponente erhält (vgl. Block 3, Ziff. 5).

Die Regelungen über die Netznutzung mehrerer Netze (§§ 24 – 26 NZVO-RefE) mit Kooperationspflichten, Vertragsmanagement und Abwicklung sowie Netzkopplungsverträgen sind zwar vor dem Hintergrund der Zersplitterung der Gasnetze zu begrüßen. Allerdings sind diese Vorschriften nicht in der Lage, ein echtes Entry-/Exit-Modell mit netzübergreifenden Regelzonen zu ersetzen. Beispielsweise ist die Pflicht zum Angebot eines Vertragsmanagements in der Verordnung nicht eindeutig einem Netzbetreiber zugeordnet (lediglich in der Begründung wird dies dem Netzbetreiber, der die Einspeisung vornimmt, zugewiesen). Weiterhin besteht keine Pflicht zum Transportmanagement für den Netzbetreiber, wenn alle Netze in der Transportkette über eine online-Buchungsmöglichkeit von Kapazitäten verfügen. Zudem bestehen Zweifel, ob ein Netzbetreiber bei unentgeltlicher Bereitstellung dieser Managementfunktion tatsächlich ein Interesse besitzt, sich als Agent für den Netznutzer einzusetzen und Verträge über alle Netzebenen hinweg in dessen Sinne vorzubereiten. Eine auf Verträgen basierende netzübergreifende Netznutzung erfordert einen zusätzlichen Überprüfungsaufwand hinsichtlich des „Ob“ und der Ausgestaltung der Verträge und ggf. die Einleitung von Bußgeldverfahren (§§ 24, 45 Nr. 4 NZVO-RefE). Sie ist nicht in der Lage, ein institutionelles netzübergreifendes Netzzugangsmodell zu ersetzen.

¹¹ Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblchen Wirkungen der Verbändevereinbarungen v. 31. August 2003.

Der Verordnungsentwurf sollte sich von dem eigentumsorientierten Kriterium zur Bildung von Regelzonen lösen und die Etablierung möglichst großer eigentumsübergreifender Regelzonen vorsehen, die sich ausschließlich an technischen Gegebenheiten bzw. Netzrestriktionen orientieren, d.h. an Engpässen auf definierten Leistungsabschnitten oder Netzpunkten, unterschiedlichen Gasqualitäten oder sonstigen Einschränkungen der Interoperabilität. Die Integration der Ferngas Nordbayern in das Entry-/Exit-Modell der E.ON Ruhrgas hat gezeigt, dass netzübergreifende Regelzonen in Deutschland auch in der Praxis umsetzbar sind.

Verschiedene europäische Länder wie Großbritannien, die Niederlande, Italien, Österreich und Frankreich haben im Zuge der Marktöffnung in dieser Weise eine landesweite einheitliche oder einige wenige Regelzone eingerichtet.

1.3 Netzzugang und Schaffung freier Kapazitäten

Für die Gewährung diskriminierungsfreien und transparenten Netzzugangs ist erforderlich, dass die Netzbetreiber ausreichende Transportkapazitäten ermitteln, ausweisen und zur Verfügung stellen. Aus Sicht des BKartA sind die in der NZVO-RefE enthaltenen Vorschriften hierzu z.T. nicht ausreichend und verbesserungsfähig.

Sofern im Rahmen der Regelungen des § 115 bestehende Verträge an die Vorgaben der NZVO-RefE angepasst werden, sieht § 11 NZVO-RefE einen Vorrang bestehender Kapazitätsrechte vor. Diese Regelung ist aus Gründen der Vertragssicherheit nachvollziehbar. Dennoch ist darauf hinzuweisen, dass dies ein Hemmnis für den Markteintritt neuer Wettbewerber darstellt. Die Kapazitäten der bestehenden Netzwerke sind bereits heute weitgehend ausbeucht. Dieser Zustand wird durch den Vorrang bestehender Kapazitätsrechte auf Jahre hinweg fortgeschrieben, sofern nicht Investitionen in das Netz stattfinden oder anderweitig freie Kapazitäten geschaffen werden.

§ 5 NZVO-RefE verpflichtet die Netzbetreiber, auf Basis der gegebenen Netzinfrastruktur freie Kapazitäten zu ermitteln und auszuweisen. Zur Etablierung wirksamen Wettbewerbs ist es aus Sicht des BKartA wichtig, dass die Ermittlung und Ausweisung freier Kapazitäten wirksam durchgesetzt wird. Der Verordnungsentwurf sollte daher in folgenden Punkten ergänzt bzw. geändert werden:

- Die in § 5 NZVO-RefE enthaltene Verpflichtung der Netzbetreiber, freie Kapazitäten zu ermitteln und auszuweisen, unterliegt gemäß § 43 NZVO-RefE i.V.m. § 65 der Ex-post-Kontrolle der Regulierungsbehörde. Da bereits die Ausweisung von freien Kapazitäten eine erhebliche Bedeutung für Anfragen der Netznutzer nach Zugang zu den Leitungsnetzen besitzt, sollten, um eine korrekte Ermittlung und Ausweisung sicherzustellen, in diesem Bereich die Ex-ante-Befugnisse der Regulierungsbehörde gestärkt werden. Die Verweisung der Regulierungsbehörde auf Ex-post-Befugnisse erscheint angesichts des zu vermutenden geringen Interesses der vertikal integrierten Verbundunternehmen, freie Kapazitäten auszuweisen, als nicht ausreichend. Ein erster richtiger Schritt in diese Rich-

tung ist die Möglichkeit der Regulierungsbehörde gemäß § 5 Abs. 9 S. 1 NZVO-RefE, in einem Verfahren entspr. § 44 NZVO-RefE weitere Festlegungen für die Ermittlung und Ausweisung von freien Kapazitäten zu treffen.

- § 5 Abs. 3 und 4 NZVO-RefE verpflichtet Netzbetreiber, die keine oder nicht in ausreichendem Maß freie Kapazitäten anbieten, zur Prüfung bestimmter Maßnahmen, die durch vertragliche Leistungen Dritter zu einem (größeren) Angebot freier Kapazitäten führen sollen. Auch wenn diese Maßnahmen zu einer gewissen Entflexibilisierung des Entry-/Exit-Modells führen, erscheinen sie grundsätzlich geeignet, (zusätzliche) freie Kapazitäten herbeizuführen.

Unter wettbewerblichen Gesichtspunkten erscheint jedoch kritisch, dass gemäß § 5 Abs. 9 S. 4 NZVO-RefE zugunsten des Netzbetreibers vermutet wird, dass vertragliche Leistungen Dritter nach Abs. 4 nicht erhältlich sind, wenn auf eine durch den Netzbetreiber veröffentlichte Anfrage in angemessener Frist keine Angebote eingegangen sind. Der Verordnungsentwurf sieht keine Regelungen vor, wie diese „veröffentlichte Anfrage“ zu erfolgen hat und welchen inhaltlichen Kriterien sie genügen muss. Der Begriff der „angemessenen Frist“ ist unpräzise.

Weiterhin wird die vorgesehene Ex-post-Aufsicht der Regulierungsbehörde durch diese Vermutungsregelung erheblich geschwächt. Auch in diesem Bereich sollte aus Sicht des BKartA die Ex-ante-Aufsicht der Regulierungsbehörde gestärkt werden. Zudem fehlt der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, gemäß § 5 Abs. 9 S. 1 NZVO-RefE weitere Festlegungen für die Durchführung der Maßnahmen zu treffen.

Zur Vermeidung strategischer Hortung freier Kapazitäten schreibt § 12 NZVO-RefE die Freigabe ungenutzter Kapazitäten vor. Die Etablierung des „use-it-or-loose-it“-Prinzips ist zu begrüßen, da strategische Kapazitätshortungen ein Mittel für eine Marktverschließung sein können. Der Zwang, ungenutzte Kapazitäten an den Netzbetreiber zurückzugeben oder auf dem Sekundärmarkt anzubieten, entzieht dem die Grundlage. Die Vorschrift des § 12 NZVO-Gas beinhaltet aus Sicht des BKartA noch Lücken, die Raum für die missbräuchliche Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung lassen.

- § 12 Abs. 1 NZVO-RefE sieht die Freigabe von Kapazitäten im Falle einer Null-Nominierung vor. Die Voraussetzung einer Null-Nominierung schränkt den Geltungsbereich unnötig ein, da auch bei einer partiellen Nominierung überflüssige Kapazitäten auf dem Markt gehandelt werden können. Die Freigabe von nicht genutzten Kapazitäten sollte auch dann möglich sein, wenn nur eine Teilnominierung vorliegt.
- § 12 Abs. 2 NZVO i.V.m. § 13 Abs. 4 NZVO-RefE sieht vor, dass Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt angeboten werden müssen, sofern sie über einen bestimmten Zeitraum nicht genutzt werden. Der Netzbetreiber besitzt ein Vorkaufsrecht. Das Vorkaufsrecht wird mit der

Möglichkeit begründet, mehrere kurzfristige Kapazitäten zu langfristigen zu bündeln, um damit diese als neue Kapazität auf dem Primärmarkt anzubieten.

Aus Sicht des BKartA sollte der Zweck der Bündelung bindend in die Verordnung aufgenommen werden, da die Vorschrift sonst ein Potential für Marktschließungseffekte beinhaltet. Ohne eine Bindung an die Bündelung bestünde die Möglichkeit, Kapazitäten missbräuchlich dynamisch zu horten, indem sie zwischen Netzbetreiber und Netznutzer hin und her transferiert werden. Sofern eine Bindung an die Bündelung vorgesehen wird, ist auch eine Frist in die Vorschrift aufzunehmen, nach der das Halten von ungenutzten Kapazitäten zum Zwecke der Bündelung zeitlich zu begrenzen ist.

1.4 Einvernehmensregelung, §§ 58 Abs. 1 S. 1, 25 S. 2, § 37 Abs. 2 NZVO-RefE

Das BKartA begrüßt die in § 58 Abs. 1 S. 1 und § 37 Abs. 2 NZVO-RefE enthaltene Regelung bezüglich der Herstellung von Einvernehmen bei Entscheidungen der Regulierungsbehörde nach § 25 S. 2. Diese Entscheidungen betreffen die Frage, ob einem Gasversorgungsunternehmen die Gewährung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen nicht zumutbar ist (§ 20 Abs. 1), weil ihm wegen seiner im Rahmen von Gaslieferverträgen eingegangenen unbedingten Zahlungsverpflichtungen ernsthafte wirtschaftliche und finanzielle Schwierigkeiten entstehen würden. In Kartellverfahren wegen Marktabschottung/Behinderung durch langfristige Gaslieferverträge ist die unbedingte Zahlungsverpflichtung der Gasversorgungsunternehmen gegenüber Vorlieferanten („take-or-pay“) ein häufig vorgebrachtes – bei näherer Betrachtung aber nicht durchgreifendes - Rechtfertigungsargument. Um ein Auseinanderfallen regulatorischer und kartellbehördlicher Entscheidungen zu verhindern, ist es sachgerecht und wichtig, dass die Entscheidung der Regulierungsbehörde, ob eine unbedingte Zahlungsverpflichtung eine Netzzugangsverweigerung rechtfertigt, im Einvernehmen mit dem BKartA getroffen werden soll.

2. Gasspeicher

Der Monitoringbericht kritisiert die mangelnde Transparenz über Nutzung und Auslastung der Netz- und Speicherkapazitäten und das intransparente Vergabeverfahren für diese Kapazitäten. Der Zugang zu Gasspeichern wird in der VV II Gas dahingehend geregelt, dass nur freie Kapazitäten Dritten angeboten werden müssen. Eigene oder für verbundene Unternehmen vorzuhaltende Speicherkapazitäten gelten dabei aus Sicht der Netzbetreiber nicht als frei.

Der Speichermarkt ist ebenso wie der Netzmarkt zersplittert, was den Speicherwettbewerb in Deutschland behindert. Der Zugang zu den Speichereinrichtungen muss anderen Unternehmen gemäß § 28 Abs. 1 diskriminierungsfrei gewährt werden. Die inhaltliche Ausgestaltung kann gemäß § 28 Abs. 4 durch das BMWa auf dem Verordnungsweg mit Zustimmung des Bundesrates geregelt werden. Der Zugang zu den Speichern wird von den Netznutzern als wesentlich für die Etablierung eines funktionsfähigen Wettbewerbs angesehen, da Markteinsteiger ohne die Möglichkeit

zum Speicherzugriff einen Wettbewerbsnachteil gegenüber etablierten Unternehmen besitzen. Eine effektive Regulierung des Speichermarktes ist daher notwendig. Der Verordnungsentwurf enthält keine Regelungen zur Liberalisierung des Speichermarktes. Insbesondere finden sich keine Vorgaben, nach denen ein freier Speicherwettbewerb installiert wird. Der Verordnungsentwurf sollte um solche Regeln ergänzt werden.

3. Gashandel

Funktionierender Wettbewerb auf dem Gasmarkt hängt im Wesentlichen davon ab, ob freie Netzkapazitäten zur Verfügung stehen, die auf einem Markt gehandelt werden (Liquidität des Marktes). Die Kapazitäten der vorhandenen Netze sind durch bestehende langfristige Lieferverträge bereits auf Jahre hinweg weitgehend festgelegt.

Freier Handel von Gas kann auf dem Primär- und auf dem Sekundärmarkt stattfinden. Der Primärmarkt ist für eine freie Bildung von Gaspreisen auf absehbare Zeit nicht relevant, weil die Energieversorgungsunternehmen Verträge mit langen Laufzeiten abgeschlossen haben, die in den nächsten Jahren zu erfüllen sind. Dem Sekundärmarkt, d.h. dem Handel mit überschüssigem Gas, fällt für die Etablierung eines echten Gasmarktes mit freier Preisbildung (=Gas-zu-Gas-Wettbewerb) eine besondere Rolle zu. Der Handel von Überschusskapazitäten kann jedoch nur an Hubs oder innerhalb einer Regelzone (sog. virtueller Hub) funktionieren, da das Gas sonst nicht ohne erheblichen administrativen Aufwand zwischen den Handelspartnern transportiert werden kann. Diese als Börsenfähigkeit bezeichnete Eigenschaft stellt einen wesentlichen Vorteil eines Regelzonen übergreifenden Entry-/Exit-Modells dar.

Die Etablierung von Gashandel wird mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf nicht ausreichend gefördert, da die Händler das Gas aufgrund der Zersplitterung des Netzes nicht ohne erheblichen administrativen Aufwand transportieren können. Netzübergreifende Regelzonen und Hubs können als virtuelle Marktplätze dienen. Ohne eine Ausrichtung der Regelzonen ausschließlich nach technischen Gegebenheiten ist nicht zu erwarten, dass sich ein freier Gasmarkt bilden wird.

Das stark eingeschränkte Regelzonenmodell schafft nicht die Bedingungen, um einen börsenfähigen und massenmarkttauglichen Wettbewerbsmarkt zu etablieren. Dies würde die Herstellung großer, liquider Regelzonen voraussetzen.

4. Teilnetzproblematik

§ 5 Abs. 5 NZVO-RefE sieht die Zulässigkeit der Bildung von Teilnetzen vor, sofern die Maßnahmen zur Schaffung weiterer Kapazitäten gemäß § 5 Abs. 4 NZVO-RefE insbesondere wegen dauerhaft technisch begründeter Engpässe nicht zu einer Erhöhung der Kapazitäten geführt hat.

Die Bildung von Teilnetzen läuft grundsätzlich den Zielen eines Entry-/Exit-Modells (entfernungsunabhängiges Netznutzungsentgelt, Erleichterung des administrativen Verfahrens) zuwider. Die durch die eigentumsrechtliche Abgrenzung der Regelzonen ver-

ursachte Zersplitterung wird durch die Möglichkeit zur Bildung von Teilnetzen weiterhin verschärft. Bedenken begegnet insoweit insbesondere die Vermutungsregelung des § 5 Abs. 9 S. 4 NZVO-RefE bezüglich der Nichterhältlichkeit vertraglicher Leistungen Dritter i.S.d. § 5 Abs. 4 NZVO-RefE.

Daher sollten auch in diesem Bereich die Ex-ante-Befugnisse der Regulierungsbehörde substantiell gestärkt werden. Dies gilt, obwohl ein Verstoß gegen § 5 Abs. 5 NZVO gemäß § 45 Nr. 1 NZVO-RefE i.V.m § 95 Abs. 1 Nr. 5 bußgeldbewährt ist.

5. Kalkulation der Netzzugangsentgelte

5.1 Mögliche Auswirkungen der Zersplitterung des Gasmarktes für Netzzugangsentgelte

Aus Sicht des BKartA besteht die Gefahr, dass durch die Zersplitterung des Gasmarkts in über 700 Regelzonen das Ziel einer distanzunabhängigen Entgeltregulierung, so wie es der Monitoringbericht vorschlägt, unterlaufen wird. Der Vorteil des Entry-/Exit-Modells, nämlich eine distanzunabhängige Entgeltberechnung einzuführen, die nur von den gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten, nicht aber von der Distanz zwischen dem Einspeise- und Entnahmepunkt abhängig ist, wird innerhalb einer Regelzone zwar aufrecht erhalten. Da der Netznutzer einen Transport aber über verschiedene Regelzonen buchen muss und die Anzahl der tangierten Regelzonen mit der Länge des Transportweges zunimmt, wird über die Zersplitterung des Netzes indirekt wieder eine distanzabhängige Komponente in die Regulierung eingebracht. Dies behindert die Etablierung von wirksamen Wettbewerb und folgt nicht den Vorgaben des Monitoringberichts. Eigentumsübergreifende Regelzonen sind aus Sicht des BKartA für die Entstehung wirksamen Wettbewerbs unverzichtbar.

Vor diesem Hintergrund ist aus Sicht des BKartA eine Änderung der Vorschrift des § 24 S. 2, die die Einführung eines „möglichst“ transaktionsunabhängigen Netzzugangmodells vorsieht, unabdingbar. Das Wort „möglichst“ sollte gestrichen werden, da sonst eine Vermischung aus transaktionsabhängigen (Punkt-zu-Punkt-Modellen) und transaktionsunabhängigen Modellen (Entry-/Exit-Modellen) möglich wäre.

5.2 Netzentgeltverordnung

Eine Netzentgeltverordnung für den Bereich der Gasregulierung liegt zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vor, so dass eine Stellungnahme insoweit nicht möglich ist.

Für die Ausgestaltung der Kontrolle der Netzentgelte für den Bereich der Gasregulierung gelten jedoch grundsätzlich die gleichen Anmerkungen wie für den Strombereich (vgl. **Block 2, Ziff. 1**). Von besonderer Wichtigkeit sind hier insbesondere die Punkte Effizienzmaßstab („Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung“), Kalkulationsprinzipien (Realkapitalerhaltung), angemessene Eigenkapitalverzinsung und Regulierungsverfahren (Erweiterung des Vergleichsverfahrens auf Benchmarkingansätze, Anreizregulierung). Zudem ist auch im Gasbereich aus Sicht des BKartA auf eine Stärkung der Ex-ante-Befugnisse zu achten.

5.3 Abweichungen vom Grundsatz der Kostenorientierung bei bestehendem oder potentiellen Leitungswettbewerb, § 24 S. 2 Nr. 5

§ 24 S. 2 Nr. 5 sieht vor, dass durch Rechtsverordnung Regelungen über eine Abweichung von dem Grundsatz der Kostenorientierung bei bestehendem oder potentiell Leitungswettbewerb getroffen werden können. Diese Vorschrift sollte nach Auffassung des BKartA gestrichen werden. Bei einem wettbewerbsbedingten Abweichen von der Kostenorientierung nach unten wird für die Regulierungsbehörde kein Anlass zum Einschreiten bestehen. Auch ist nicht erkennbar, warum bei bestehendem oder potentiell Leitungswettbewerb im Rahmen einer Rechtsverordnung die Möglichkeit eröffnet werden sollte, vom Grundsatz der Kostenorientierung nach oben abzuweichen. Leitungswettbewerb bei den Gasnetzen ist im Übrigen zur Zeit nicht ersichtlich.

Sollte § 24 S. 2 Nr. 5 EnWG-RegE nicht gestrichen werden, ist festzustellen, dass die Norm unverständlich ist. Es wird nicht klar, was eine „Entgeltbildung auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens“ im Gegensatz zur „Preisbildung im Wettbewerb“ meint.

Zum Erfordernis einer Envernehmensregelung zwischen Regulierungsbehörde und BKartA bei der Feststellung bestehenden bzw. potentiellen Leitungswettbewerbs vgl. Block 1 Ziff. 1.2.

6. „Rucksackproblem“

Die Einführung des in § 8 Abs. 7 NZVO-RefE vorgesehenen Rucksackprinzips ist zu begrüßen, da die Weitervergabe von Kapazitäten auf der Versorgungsebene wesentliche Voraussetzung für die Etablierung neuer Anbieter ist. Zu kritisieren ist, dass der Verordnungsentwurf im Unklaren lässt, ob sich das Rucksackprinzip nur auf die unterste oder auch auf die übergeordneten Netzebenen bezieht. Eine Regelung, die es dem übernehmenden Versorgungsunternehmen freistellt, die für die Versorgung notwendigen Kapazitäten auch auf den übergeordneten Netzebenen zu übernehmen, ist wünschenswert. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des Vorrangs bestehender Kapazitätsrechte (vgl. **Block 3, Ziff. 1.2**) zu sehen, so dass Neueinsteiger in den Markt die Möglichkeit bekommen, Teile der Lieferbeziehungen für sich zu gewinnen. Der Verordnungsentwurf sollte deutlich machen, dass sich das Rucksackprinzip auf alle relevanten Netzebenen und auf die gesamte betroffene Transportstrecke bezieht.

Zudem enthält die Ausgestaltung des Rucksackprinzips im Verordnungsentwurf unnötige administrative Hemmnisse für die Wettbewerber etablierter Gasversorger. Nach § 8 Abs. 7 NZVO-RefE muss der neue Lieferant nachweisen, dass die frei werdenden Kapazitäten für die Belieferung des Kunden benötigt werden. Eine Entbindung von der Beweislast erscheint sinnvoll, so dass frei werdende Kapazitäten ohne Nachweis durch den neuen Lieferanten auf ihn übergehen können.

7. Differenzmengen

Die Möglichkeit zum Bilanzausgleich ist für die Etablierung eines funktionsfähigen Wettbewerbs wesentlich. Die Regeln zum Bilanzausgleich in den §§ 31

bis 35 NZVO-RefE stellen zwar einen Schritt in die richtige Richtung dar, allerdings sind weitergehende Regeln im Sinne eines funktionierenden Wettbewerbs wünschenswert.

Zum einen fällt **§ 31 Abs. 1 NZVO-RefE** hinter die Regeln zum Bilanzausgleich in Anlage 2 der VV II Gas zurück, in der ein Basisbilanzausgleich auf Tagesbasis mit einer Toleranzgrenze von 15 % festgeschrieben ist. Der Verordnungsentwurf enthält nur noch eine Mindesttoleranzgrenze von 10 % auf Stundenbasis. Da mit der VV II Gas nur unzureichend Wettbewerb induziert wurde, ist ein Rückfall hinter die Regelungen der Verbändevereinbarung im Verordnungsentwurf nicht wettbewerbsfördernd und muss unbedingt vermieden werden.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass durch die Zersplitterung des Gasnetzes in über 700 Regelzonen

und Teilnetze auch der Bilanzausgleich maßgeblich behindert wird. Ein funktionierender Bilanzausgleich setzt möglichst große Bilanzzonen voraus, da sonst die Liquidität innerhalb der Bilanzzonen nicht gewährleistet ist. Die mit dem Verordnungsentwurf festgeschriebene Zersplitterung des deutschen Gasmarktes steht der Etablierung großer und liquider Bilanzzonen entgegen. Auch aus diesem Grunde ist die Ausrichtung von Regelzonen ausschließlich an technischen Gegebenheiten unabdingbar.

8. Anpassung an europäische Normen

9. Biogaseinspeisung

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1523

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV)

Die Stellungnahme gliedert sich laut Themenkatalog der Einladung zur Anhörung vom 03.11.2004.

Im Themenblock 1 „Allgemeine Themen“ wurde der Punkt (15)

„Verbraucherinteressen“

zusätzlich aufgenommen.

Die Ausführung zu den Verbraucherinteressen befinden sich auf den Seiten 11-16.

Block 1: Allgemeine Themen**(1) Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder****1.1 Vollzug durch eine Bundesregulierungsbehörde**

Angesichts der Komplexität der von der Regulierungsbehörde zu treffenden Entscheidungen ist ein bundeseinheitlicher Vollzug des neuen Regulierungsregimes zu gewährleisten. Bei einem Vollzug durch die Landesbehörden könnten unterschiedliche Prüfmaßstäbe angewendet werden. Der vzbv teilt daher die Auffassung der Bundesregierung und befürwortet die Kompetenzen bei einer Bundesregulierungsbehörde zu bündeln.

(2) Name der Behörde**(3) Status der Behörde und Grad der Unabhängigkeit****3.1 Unabhängigkeit der Bundesregulierungsbehörde (§ 59 Abs. 3 EnWG)**

Die im EnWG-E vorgesehene Regelung betrifft nur die Mitglieder der Beschlusskammern. Aufgrund von Artikel 23 der Richtlinie 2003/54/EG und von Artikel 25 der Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 ist jedoch eine „vollkommene Unabhängigkeit“ der Regulierungsbehörde erforderlich. Diese Formulierung ist umfassender und klarer. Daher betrifft das Unabhängigkeitserfordernis nicht nur die Beschlusskammern, sondern die Behörde insgesamt. Im Übrigen sollte das gleiche auch für die bereits übertragenen Regulierungsbereiche Telekommunikation und Post gelten.

§ 59 Abs. 3 ist daher wie folgt zu fassen:

"(3) Die Angehörigen der Bundesregulierungsbehörde und die Mitglieder der Beschlusskammern müssen von den Interessen der Wirtschaftsbereiche Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post vollkommen unabhängig sein. Insbesondere dürfen sie innerhalb von drei Jahren vor Tätigkeitsaufnahme in der Behörde weder ein Unternehmen der Energie-

wirtschaft innegehabt oder geleitet haben noch Mitglied des Vorstands oder Aufsichtsrates eines Unternehmens der Energiewirtschaft gewesen sein; desweiteren dürfen sie erst drei Jahre nach ihrem Ausscheiden aus der Behörde derartige Funktionen wahrnehmen.“

(4) Ex-ante/ Ex-post-Aufsicht

4.1 Ex-ante Preisregulierung durch die Regulierungsbehörde zur wirksamen Kontrolle der Entgelte im Bereich der Netzmonopole (§ 23 EnWG -neu)

Die bisherige Festlegung der Netznutzungsentgelte auf dem Strommarkt nach der Verbändevereinbarung Strom II plus stellt einen gescheiterten Sonderweg Deutschlands im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte in der Europäischen Union dar und sollte nicht fortgeführt werden.

Der vzbv unterstützt den Vorschlag des Deutschen Bundesrates zur Ex-ante-Regulierung der Netzentgelte und der Ausgleichsleistungen in § 23 EnWG - neu. 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. Diese Regulierungsform ist gleichfalls deutlich besser geeignet möglichst effektive Kostensenkungsanreize zu setzen als eine nur nachträglich wirkende Missbrauchsaufsicht. Nur in einem Ex-ante-Regulierungssystem kann die Beweislast so umgekehrt werden, dass die Netzbetreiber gezwungen sind, höhere Kosten, als sie bei vergleichbaren Unternehmen entstehen, begründen zu müssen. Im übrigen wird dieses Regulierungssystem in fast allen EU-Mitgliedsstaaten erfolgreich angewendet.

Das von der Bundesregierung im Rahmen der Geneäußerung zu den Forderungen des Bundesrates vorgelegte Konzept mit:

- einer nachträglichen Prüfung aller Entgelterhöhungen, wenn die Entgelte nach dem 01.08.2004 angehoben wurden
- einer ex-ante-Prüfung aller Entgelterhöhungen mit Inkrafttreten des Gesetzes und
- der Einführung einer Anreizregulierung zwei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes

wird grundsätzlich begrüßt, die jeweiligen Prinzipien sind aber im Gesetz zu regeln. Dies gilt für die Kalkulationsmethodik, das Vergleichsmarktkonzept und die Anreizregulierung.

Die Vorabgenehmigung von Entgelten für den Netzzugang und für Ausgleichsleistungen ist in

§ 23a EnWG - neu - wie folgt zu formulieren:

(1) Entgelte für den Netzzugang nach § 21 und von den Netznutzern geforderte Entgelte für die Erbringung von Ausgleichsleistungen nach § 23 bedürfen der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Die Genehmigung ist zu erteilen, soweit die Entgelte den Bestimmungen dieses Gesetzes und den auf Grund

dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen entsprechen. Die genehmigten Entgelte sind Höchstpreise, die nicht überschritten werden dürfen.

(2) Die Genehmigung ist mindestens drei Monate vor dem Zeitpunkt zu beantragen, an dem die Entgelte wirksam werden sollen. Zur Erfüllung ihrer Aufgaben kann die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber aufgeben, ihr die Kalkulation der Entgelte anhand einer Darstellung der Kosten des Netzbetriebes in von ihr bestimmter Form darzustellen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit kann das Verfahren durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates näher ausgestalten.

(3) Die Genehmigung ist zu befristen und mit einem Vorbehalt des Widerrufs zu versehen; sie kann unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Ist vor Ablauf der Frist oder vor Wirksamkeit des Widerrufs eine neue Genehmigung beantragt, so können bis zur Entscheidung über den Antrag die zuletzt genehmigten Tarife beibehalten werden. Ist eine neue Entscheidung nicht rechtzeitig beantragt, so kann die Regulierungsbehörde eine vorläufige Regelung treffen.

4.2 Die ex-ante Endpreisgenehmigung für allgemeine Tarife (§ 118 Abs. 3a EnWG - neu-)

Wie auch vom Deutschen Bundesrat gefordert soll zumindest für eine erste Übergangszeit die präventive Kontrolle der Stromtarife aufrecht erhalten werden. Solange ein funktionierender Wettbewerb auf den Energiemärkten in Deutschland nicht festzustellen ist, kann auf die ex- ante Genehmigung der bestehenden Allgemeinen Tarife für den Strommarkt nicht verzichtet werden.

§ 118 Abs. 3a EnWG ist daher wie folgt zu fassen:

Abweichend von § 40 bedürfen die Allgemeinen Tarife für die Belieferung mit Elektrizität nach § 36 Abs. 1, § 38 Abs. 1 und § 39 Abs. 1 bis zum 31. Dezember 2007 der Genehmigung der nach Landesrecht zuständigen Behörde. Die Allgemeinen Tarife sind zu genehmigen, wenn sie missbrauchsfrei im Sinne des § 40 Abs. 2 sind. Die Genehmigung ist unter Beifügung einer § 40 Abs. 3 entsprechenden Darstellung der Kosten- und Erlöslage mindestens drei Monate vor dem Zeitpunkt zu beantragen, zu dem sie wirksam werden soll; in Ausnahmefällen kann die Behörde eine kürzere Frist zulassen. Der Grundversorger ist verpflichtet, der Behörde auf Verlangen weitere Unterlagen, die für die Beurteilung des Antrages von Bedeutung sein können, zur Verfügung zu stellen. § 55 Abs. 2 findet Anwendung. Die Genehmigung ist zu befristen und mit einem Vorbehalt des Widerrufs zu versehen; sie kann unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Ist vor Ablauf der Frist oder vor Wirksamkeit des Widerrufs eine neue Genehmigung beantragt, so können bis zur Entscheidung über den Antrag die zuletzt genehmigten Allgemeinen Tarife beibehalten werden. Ist eine neue Genehmigung nicht rechtzeitig beantragt, so trifft die Behörde eine vorläufige Regelung. Nach § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität vom 18. Dezember 1989 genehmigte Pflichttarife gelten im Sinn dieses Absatzes als genehmigte Tarife.

(5) Vergleichsverfahren

5.1 Das Prinzip des Vergleichsverfahrens ist statt am Durchschnitt einer Strukturklasse jeweils auf die 25% der Besten zu beziehen (§ 21 EnWG)

Die Einführung eines Vergleichsverfahrens ist zu begrüßen, um Aufschluss über die Kosteneffizienz der Netzbetreiber zu erlangen.

Mit der derzeitigen Ausrichtung des Benchmarkings auf den Durchschnitt einer jeden Strukturklasse haben die Netzbetreiber keinen Anreiz, ihre Kosten zu senken. Netzbetreiber sollten sich daher nicht am allgemeinen Durchschnitt vergleichbarer Unternehmen, sondern an den 25% der Besten orientieren.

§ 21 EnWG Abs. 4 ist daher wie folgt zu fassen:

(4) Die Ergebnisse des Vergleichsverfahrens sind bei der kostenorientierten Entgeltbildung nach Absatz 2 zu berücksichtigen. Ergibt ein Vergleich, dass die Entgelte, Erlöse oder Kosten einzelner Betreiber von Energieversorgungsnetzen für das Netz insgesamt oder für einzelne Netz- oder Umspannebenen die ~~durchschnittlichen~~ Entgelte, Erlöse oder Kosten ~~vergleichbarer~~ des Quartils der jeweils effizientesten Betreiber von Energieversorgungsnetzen überschreiten, wird vermutet, dass sie einer ~~energiewirtschaftlich-rationalen Betriebsführung~~ effizienten Leistungsbereitstellung nicht entsprechen.

(6) Ausgestaltung einer Anreizregulierung

6.1 Die Regulierungsbehörde wird beauftragt bis spätestens Mitte 2007 geeignete Verfahren zur Anreizregulierung einzuführen (§ 24 EnWG)

In § 24 EnWG sind die Kann-Vorschriften durch verpflichtende Regelungen zu ersetzen.

(7) Garantie von Versorgungsqualität

7.1 Die Regulierungsbehörde muss die Kompetenz erhalten, Qualitätsstandards für die Versorgungssicherheit aufzustellen und für ausreichende Investitionen in die Netze zu sorgen

Die Versorgungssicherheit mit Energie hat für die Verbraucher ein besonderes Gewicht. Überhöhte Netznutzungsentgelte werden vielfach mit dem im internationalen Vergleich hohen Stand an Versorgungssicherheit begründet. Dem steht jedoch gegenüber, dass nur ein Teil der hohen Einnahmen der Netzmopolisten tatsächlich in die Netze investiert wird. Es ist deshalb erforderlich, Qualitätsstandards für die Versorgungssicherheit gesetzlich zu definieren, um danach die notwendigen Investitionen sicherzustellen. Eine solche Kompetenz ist der Regulierungsbehörde einzuräumen.

(8) Haftungsregeln

8.1 Haftungsregeln für Energienetzbetreiber (§ 11 Abs. 2 EnWG)

Bei den Haftungsregeln für die Energienetzbetreiber in §11 (2) EnWG müssen die allgemeinen AGB-Standards gelten. Die Möglichkeit eines vollständigen Haftungsausschlusses, um unzumutbare wirtschaftliche Risiken des Netzbetriebs zu vermeiden, ist zu streichen.

(9) Transparenz

9.1 Zur Herstellung von Markttransparenz ist der Verbraucherschutz als eigenständiger Aspekt in das Monitoring der Regulierungsbehörde aufzunehmen (§ 35 EnWG)

Um aus Verbrauchersicht die Markttransparenz zu erhöhen, ist es erforderlich, dass der Verbraucherschutz in die Berichtspflichten der Regulierungsbehörde als zusätzlicher Punkt aufgenommen wird. Informationen über das Funktionieren der Energiemärkte aus Sicht der Haushaltskunden sollen von der Regulierungsbehörde gesammelt und ausgewertet werden. Fehlentwicklungen sollen u.a. durch die Auswertung eingegangener Verbraucherbeschwerden analysiert und Vorschläge entwickelt werden, wie dem entgegenzutreten ist. Der vzbv fordert daher

§ 35 EnWG um Punkt 11. wie folgt zu ergänzen:

(1) ... 11. die Entwicklung der Märkte für Elektrizität und Gas aus Sicht der

Haushaltskunden zu sammeln und auszuwerten und im Fall von Fehlentwicklungen Vorschläge für Gegenmaßnahmen zu erarbeiten.

9.2 Veröffentlichung des Berichts über Versorgungsstörungen durch die Regulierungsbehörde (§ 52 EnWG)

Die jährlichen **Berichte über die Versorgungszuverlässigkeit** der Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind von der Regulierungsbehörde zu veröffentlichen.

Zunächst ist nicht nachzuvollziehen, wieso die Berichtspflicht bisher ausschließlich für Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorgesehen ist. Die Berichtspflicht dient der Feststellung der bestehenden Versorgungszuverlässigkeit und muss sich damit auch auf den Gasmarkt erstrecken.

Die Versorgungszuverlässigkeit ist ein entscheidendes Kriterium für die Güte der Energieversorgung der Verbraucher. Deshalb besteht ein hohes allgemeines Interesse, die Ergebnisse der Berichte nach § 52 EnWG öffentlich zu machen. Im Gesetz muss vorgesehen werden, dass die Regulierungsbehörde die aus den Berichten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen gewonnenen Erkenntnisse veröffentlicht werden. § 63 Abs. 3 und Abs. 4 EnWG sieht diese Berichterstattungspflicht bisher nicht vor. Auch die Berichterstattungspflicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit nach § 63 Abs. 1 EnWG regelt nicht die Veröffentlichung der jährlichen Berichte der Betreiber von Energieversorgungsnetzen. Die Pflicht zur Veröffentlichung der Berichte nach § 52 EnWG könnte alternativ als Abs. 3a in den § 63 EnWG integriert werden.

§ 52 Satz 6 EnWG ist daher wie folgt zu fassen:

Betreiber von ~~Elektrizitäts~~Energieversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Dieser Bericht hat mindestens folgende Angaben für jede Versorgungsunterbrechung zu enthalten:

1. den Zeitpunkt und die Dauer der Versorgungsunterbrechung,
2. das Ausmaß der Versorgungsunterbrechung und
3. die Ursache der Versorgungsunterbrechung.

In dem Bericht hat der Netzbetreiber die aufgrund des Störungsgeschehens ergriffenen Maßnahmen zur Vermeidung künftiger Versorgungsstörungen darzulegen. Darüber hinaus ist in dem Bericht die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher für das letzte Kalenderjahr anzugeben. Die Regulierungsbehörde kann Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts machen sowie Ergänzungen und Erläuterungen des Berichts verlangen, soweit dies zur Prüfung der Versorgungszuverlässigkeit des Netzbetreibers erforderlich ist. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht die Berichte der Betreiber von Energieversorgungsnetzen zum 31. Juli eines Jahres. Sofortige Meldepflichten für Störungen mit überregionalen Auswirkungen richten sich nach § 13 Abs. 6.

(10) Energieeffizienz

10.1 Energieeffizienz im Gesetz stärker berücksichtigen (§ 14 Abs. 7 EnWG)

Einer Verbesserung der Energieeffizienz ist aus Verbrauchersicht ein hoher Stellenwert beizumessen. In diesem Bereich ergeben sich erhebliche Potentiale Kosten auch auf der Verbraucherseite zu senken und die Umwelt zu entlasten.

Die Umsetzung von Art. 14 Abs. 7 der Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 erfordert es, den

§ 14 Abs. 2 wie folgt zu fassen:

(2) Bei der Planung des Verteilernetzbaus berücksichtigen die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.

(11) Mess- und Zählwesens

11.1 Mess- und Zählwesens liberalisieren (§ 21a EnWG)

In Deutschland gehört das Mess- und Zählwesens bislang zum Netzbetrieb. Aus Verbrauchersicht ergeben sich in diesem Bereich beträchtliche Potentiale für Kosteneinsparungen. Der vzbv tritt daher dafür ein, im Gesetz die Voraussetzungen für eine Liberalisierung des Mess- und Zählwesens zu schaffen. Dadurch wird Netznutzern und Dritten die Möglichkeit eingeräumt, Mess- und Zählleistungen selbst zu erbringen und somit in Wettbewerb zu den Netzbetreibern zu treten. Das EnWG ist um

§ 21a wie folgt zu ergänzen:

„Die Messung und Zählung ist Aufgabe des Betreibers des Energieversorgungsnetzes. Dieser ist jedoch verpflichtet darauf hinzuweisen, dass die Dienstleistung auch von einem Dritten durchgeführt werden kann, solange dieser eine einwandfreie Messung der Elektrizität sowie die Datenübertragung gewährleisten kann. Auf Verlangen des Netznutzers kann dieser Messung und Zählung selbst oder durch Dritte erledigen.“

(12) Unbundling

12.1 Operationelle Entflechtung (§ 8 EnWG)

Wie auch von der Deutschen BP Aktiengesellschaft gefordert, sollte die Regelung zur **operationellen Entflechtung** keine Weisungsmöglichkeiten des Energieversorgungsunternehmens gegenüber dem Netzbetrieb eröffnen (§ 8 Abs. 4 EnWG). Durch die Festlegung allgemeiner Verschuldensobergrenzen und die Genehmigung jährlicher Finanzpläne werden die Interessen des Gesamtunternehmens ausreichend gewahrt.

Bei dem Begriff der „berechtigten Interessen“ in § 8 Abs. 4 EnWG handelt es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff. Der vzbv fordert daher diesen Begriff zu konkretisieren und im Gesetz klar zu definieren.

§ 8 Abs. 4 EnWG ist wie folgt zu fassen:

(4) Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben zu gewährleisten, dass die Netzbetreiber tatsächliche Entscheidungsbefugnisse in Bezug auf die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Netzes erforderlichen Vermögenswerte des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens besitzen und diese im Rahmen der Bestimmungen dieses Gesetzes unabhängig von der Leitung und den anderen betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausüben können. Zur Wahrung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und seiner Aufsichtsrechte über die Geschäftsführung des Netzbetreibers im Hinblick auf dessen Rentabilität ist die Nutzung gesellschaftsrechtlicher Instrumente der Einflussnahme und Kontrolle, ~~unter anderem der Weisung, der Festlegung allgemeiner Verschuldensobergrenzen und der Genehmigung jährlicher Finanzpläne~~ oder gleichwertiger Instrumente, insoweit zulässig, als dies zur Wahrnehmung der berechtigten Interessen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens erforderlich ist. Dabei ist die Einhaltung der §§ 11 bis 16 sicherzustellen. Weisungen zum laufenden Netzbetrieb sind nicht erlaubt; ebenfalls unzulässig sind Weisungen im Hinblick auf einzelne Entscheidungen zu baulichen Maßnahmen an Energieanlagen, solange sich diese Entscheidungen im Rahmen eines vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen genehmigten Finanzplanes oder gleichwertigen Instrumentes halten.

(13) Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

13.1 Vorteilsabschöpfung durch die Regulierungsbehörde (§ 33 EnWG)

Die **Vorteilsabschöpfung** darf nicht zu Gunsten rechtswidrig handelnder Unternehmen eingeschränkt werden.

In Übereinstimmung mit der Ansicht des Deutschen Bundesrates fordert der vzbv die Wörter „...oder durch die Verhängung einer Geldbuße...“ in § 33 Abs. 2 EnWG zu streichen. Die Vorteilsabschöpfung verfolgt als zivilrechtliches Instrumentarium den Zweck, einem rechtswidrig handelnden Unternehmen nicht die im Wettbewerb zu Unrecht gezogenen wirtschaftlichen Vorteile zu belassen. Diese Ausgleichs-

funktion ist von der generalpräventiven Sanktion eines Bußgeldes unabhängig.

In Übereinstimmung mit dem Deutsche Bundesrat fordert der vzbv, den Verzicht auf die Vorteilsabschöpfung im Fall einer angeblich unbilligen Härte oder eines nur geringen Gewinns zu streichen. Der Verzicht auf die Vorteilsabschöpfung ist nicht sachgerecht. Die Herausgabe von rechtswidrig erlangtem Vermögen kann nicht von den subjektiven Auswirkungen auf den rechtswidrig Handelnden oder von dem Umfang des Gewinns abhängig gemacht werden. Zu berücksichtigen ist dabei insbesondere, dass jeder Unrechtsgewinn geeignet ist, den Wettbewerb zu verfälschen.

§ 33 EnWG ist daher wie folgt zu fassen:

(2) Absatz 1 gilt nicht, sofern der wirtschaftliche Vorteil durch Schadensersatzleistungen ~~oder durch die Verhängung der Geldbuße~~ oder die Anordnung des Verfalls abgeschöpft ist. Soweit das Unternehmen Leistungen nach Satz 1 erst nach der Vorteilsabschöpfung erbringt, ist der abgeführte Geldbetrag in Höhe der nachgewiesenen Zahlung an das Unternehmen zurückzuerstatten.

~~(3) Wäre die Durchführung der Vorteilsabschöpfung eine unbillige Härte, soll die Anordnung auf einen angemessenen Geldbetrag beschränkt werden oder ganz unterbleiben. Sie soll auch unterbleiben, wenn der wirtschaftliche Vorteil gering ist.~~

13.2 Vorteilsabschöpfung durch Verbände

Die Vorteilsabschöpfung zu Gunsten des Bundeshaushaltes durch Verbände ist auch bei fahrlässigen Verstößen zu ermöglichen (§ 34 EnWG).

In § 34 Abs. 1 EnWG ist das Wort „...vorsätzlich...“ zu streichen. Eine Vorteilsabschöpfung durch Verbände zu Gunsten des Bundeshaushaltes ergänzt die Vorteilsabschöpfung durch die Regulierungsbehörde und kann damit die Umsetzung des Rechtsinstruments in der Praxis erhöhen. Die Vorteilsabschöpfung durch Verbände ist aber nur effektiv zu betreiben, wenn die Verbände von dem schwierigen Nachweis subjektiver Elemente auf Seiten des rechtswidrig handelnden Unternehmens entbunden sind. Für die Vorteilsabschöpfung kommt es nach § 33 Abs. 1 EnWG nicht auf die Art des Verschuldens an. Dann ist es im Interesse einer wirkungsvollen Vorteilsabschöpfung sachgerecht, den Verbänden die Möglichkeit der Gewinnabschöpfung zu Gunsten des Bundeshaushaltes auch in Fällen der fahrlässigen Begehung eines Verstoßes zu eröffnen.

In Angleichung an § 33 Abs. 2 EnWG ist die Einschränkung der Vorteilsabschöpfung bei Verhängung einer Geldbuße zu streichen.

§ 34 Abs. 1 EnWG ist wie folgt zu fassen:

(1) Wer einen Verstoß im Sinne des § 33 Abs. 1 ~~vorsätzlich~~ begeht und hierdurch zu Lasten einer Vielzahl von Abnehmern einen wirtschaftlichen Vorteil erlangt, kann von den gemäß § 32 Abs. 2 Nr. 1 und 2 zur Geltentmachung eines Unterlassungsanspruchs berechtigten auf Herausgabe dieses wirtschaftlichen Vorteils an den Bundeshaushalt in Anspruch genom-

men werden, soweit nicht die Regulierungsbehörde die Abschöpfung des wirtschaftlichen Vorteils ~~durch Verhängung einer Geldbuße~~ durch Verfall oder nach § 33 Abs. 1 anordnet.

(14) Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

14.1 Zentrale Regelungsinhalte sind bereits im Gesetz festzuschreiben

Folgende Punkte müssen im Gesetz geregelt werden:

- Die Prinzipien für einen wettbewerbsfördernden Zugang der Netznutzer zu den Energieversorgungsnetzen
- Die Prinzipien zur Einführung eines Entry-Exit-Modells
- Die Prinzipien für ein Vergleichsmarktverfahren sowie
- Die Prinzipien für die Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Nähere Ausführungen erfolgen unter den jeweiligen Fachpunkten.

Das Ziel des Verbraucherschutzes ist in § 1 Absatz (1) und (2) EnWG gesetzlich zu verankern. Der vzbv begrüßt, dass in § 1 Abs. 1 EnWG das **Ziel des Verbraucherschutzes** aufgenommen wurde. Dadurch wird dem Verbraucherschutz ein eigener Stellenwert neben den Zielen der Sicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung eingeräumt.

Um dem Verbraucherschutz Nachdruck zu verleihen, befürwortet der vzbv, den Bundesratsvorschlag zu übernehmen und die Wörter „zu angemessenen Preisen im Interesse der Verbraucher“ in § 1 Abs. 2 EnWG einzufügen.

Die Grundzüge der AVBeltV mit den zentralen Punkten Haftungsausschluss und Stromsperre müssen vor der Zustimmung des Bundestages zum EnWG vorliegen und mitverhandelt werden.

14.2 Verfahren des Anbieterwechsels (§ 24 EnWG)

Die **Verfahren und Rechte bei einem Anbieterwechsel** der Haushaltskunden müssen in einer eigenen Rechtsverordnung geregelt werden.

Im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs bedarf es einer Verordnung, die Problemstellungen, die mit einem Anbieterwechsel verbunden sind, 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.

Die Verfahren und Rechte bei einem Anbieterwechsel müssen in einer eigenen Rechtsverordnung geregelt werden. Der vzbv fordert daher

§ 24 Satz 2 EnWG wie folgt zu ergänzen:

...Insbesondere sind durch Rechtsverordnungen nach Satz 1

2.a die Rechte der Haushaltskunden bei der Abwicklung eines Anbieterwechsels festgelegt werden, ...

(15) Interessenvertretung von Verbrauchern (§§ 64a, 41a, 66, 74a, 92)

Es bedarf einer Stärkung der **Interessenvertretung von Verbrauchern** (§§ 64a und 41a EnWG). Hierzu gehört auch ein umfassendes Antragsrecht der Verbraucherverbände auf Einleitung eines Verfahrens bei der Regulierungsbehörde (§ 66 EnWG), ein Schlichtungsverfahren (§ 74 a) sowie eine Finanzierungsregelung für den unabhängigen Beirat (§ 92 EnWG).

15.1 Beschlusskammer für Haushaltskunden und sonstige Kleinkunden (§ 59 EnWG)

Die Regelungen zur Organisation der Regulierungsbehörde tragen der besonderen Betroffenheit der Verbraucher von der Entwicklung der Liberalisierung bisher keine Rechnung. 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.

§ 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG ist daher wie folgt zu fassen:

- (1) Die Entscheidungen der Regulierungsbehörde nach dem Gesetz werden von den Beschlusskammern getroffen, die nach Bestimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit gebildet werden. Für Entscheidungen, die Rechte von Haushaltskunden zum Gegenstand haben, sind eine oder mehrere besondere Beschlusskammern bei der Regulierungsbehörde einzurichten.

15.2 Die Klagerechte für Verbraucherverbände müssen auf alle Verstöße gegen das EnWG, insbesondere auf die Vorschriften zum Schutz der Letztverbraucher ausgeweitet werden (§ 42a EnWG)

Die Vorschriften über Unterlassungs- und Schadensersatzansprüche sowie Vorteilsabschöpfung sind im gegenwärtigen Gesetzesentwurf zu eng gefasst. Sie greifen nur bei Verstößen gegen die Vorschriften der Abschnitte 2 und 3 des EnWG, nicht dagegen bei Verstößen gegen die für Haushaltskunden besonders relevanten Vorschriften des Teil 4 (Energieförderung an Letztverbraucher). Das betrifft etwa Verstöße gegen die Grundversorgungspflicht (§ 36), gegen Regelungen zur Preis- und Vertragsgestaltung (§§ 39, 41) oder gegen Regelungen zur Stromkennzeichnung und zur Transparenz der Stromrechnungen (§ 42). In diesen Fällen müssen die Regelungen aus Teil 3 des Gesetzes zu Unterlassungs- und Schadensersatzansprüchen sowie zur Vorteilsabschöpfung entsprechend angewendet werden. Insbesondere sind hier im Interesse einer effektiven Rechtsdurchsetzung Klagebefugnisse der Verbraucherorganisationen geboten. Eine Ausweitung der Klagebefugnisse auf alle Verstöße gegen das Gesetz entspricht im Übrigen auch der

Rechtslage beim neuen Telekommunikationsgesetz. Das EnWG ist daher um

§ 42 a EnWG –neu- zu ergänzen:

Die Vorschriften der §§ 32, 33, 34 gelten entsprechend für Verstöße gegen die Vorschriften von Teil 4, gegen eine Rechtsverordnung auf Grund der Vorschriften von Teil 4 oder gegen eine auf Grundlage dieser Vorschriften erlassene Entscheidung der Regulierungsbehörde.

15.3 Errichtung von Beschwerdestellen bei den Unternehmen

Beschwerdebearbeitung ist originäre Aufgabe der Unternehmen. Wie allgemein üblich müssen zunächst die Parteien untereinander eine einvernehmliche Lösung anstreben. Es muss deshalb gewährleistet werden, dass die Unternehmen erster Ansprechpartner der Kunden bleiben und keine Verlagerung auf die zuständige Verbraucherorganisation und auf die Schlichtungsverfahren (siehe § 74 a-neu) stattfindet. Das Monitoring dient dazu, die Problemkreise, die am Markt gehäuft auftreten, zu identifizieren und die Regulierungsbehörde, die zuständige Verbraucherorganisation und den Gesetzgeber in die Lage zu versetzen, hierauf reagieren zu können.

§ 41a EnWG –neu- ist daher wie folgt zu fassen:

Energieversorgungsunternehmen sind zur Errichtung von Beschwerdestellen für Beschwerden von Haushaltskunden und sonstigen Kleinkunden verpflichtet. Die Energieversorgungsunternehmen müssen einen vollständigen Bericht über die Art und den Umfang der Verbraucherbeschwerden sowie ihr Beschwerdemanagement zum 01. Mai jedes Jahres veröffentlichen und unverzüglich der Regulierungsbehörde vorlegen.

15.4 Beirat für Haushaltskunden

Damit die Interessen der Verbraucher im Energiemarkt hinreichend zur Geltung kommen, bedarf es eines besonderen Beirats zur Interessenvertretung der Verbraucher. Die Funktion der Interessenvertretung von Haushaltskunden sollte von der Regulierungsbehörde nicht selbst wahrgenommen werden, sondern sie sollte in Form eines unabhängigen Beirates organisiert sein.

Der Beirat der Verbraucher hat drei Funktionen:

1. Beratung und Information der Verbraucher: Der Energiemarkt ist derzeit von hohen Informationsasymmetrien zwischen Haushaltskunden und Energieversorgungsunternehmen gekennzeichnet. Daher ist es erforderlich, dass der Beirat für Haushaltskunden den Verbrauchern die erforderlichen Informationen zur Verfügung stellt, die sie benötigen, um ihre Rechte und Wahlmöglichkeiten auf dem Energiemarkt auch wahrnehmen zu können.

2. Beobachtung der Märkte für Elektrizität und Erdgas für Haushaltskunden: Der Beirat der Haushaltskunden ermittelt die Einschätzung der Verbraucher vom Funktionieren der Märkte für Elektrizität und Gas, u. a. durch Auswertung von Informationen aus Ihrer Beratungstätigkeit und durch Ihre Mitwirkung an Schlichtungsverfahren nach § 74 a EnWG. Bei-

spiele für die Marktbeobachtung aus Sicht der Haushaltskunden sind etwa

- die Versorgungssicherheit im Niederspannungsbereich,
- die Entwicklung der Preise für Haushaltskunden für Strom und Erdgas einschließlich der verwendeten Tarifmodelle, der Preisdifferenzierung zwischen Geschäfts- und Privatkunden und der regionalen Preisunterschiede,
- die Modalitäten des Anbieterwechsels,
- die von den Energieversorgungsunternehmen angewendeten Methoden zur Gewinnung von Neukunden und zur Steigerung des Absatzes,
- die Stromkennzeichnung und die Transparenz der Stromrechnungen, unter anderem mit Blick auf die gesonderte Ausweisung des Entgelts für den Netzzugang, und
- die Möglichkeiten für Haushaltskunden, selbst erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz einzuspeisen.

3. Stellungnahmen und Initiativvorschläge zur Abwendung von Fehlentwicklungen:

Der Beirat analysiert auf Grundlage ihrer Marktbeobachtung Fehlentwicklungen und ihre Ursachen. Er entwickelt Vorschläge und gibt Stellungnahmen ab, vor allem gegenüber der Regulierungsbehörde und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, wie diesen Fehlentwicklungen durch eine verbesserte Gesetzesanwendung, eine Fortentwicklung des Regulierungsrahmens oder durch andere Maßnahmen entgegen getreten werden kann. Ferner unterstützt er die verbraucherfreundliche Entwicklung der Märkte durch eine entsprechende Öffentlichkeitsarbeit.

§ 64a EnWG –neu- bezüglich eines Beirats für Haushaltskunden ist wie folgt zu fassen:

(1) Die Regulierungsbehörde richtet eine Interessenvertretung für Haushaltskunden in den Märkten für Elektrizität und Gas ein. Diese hat die Aufgabe,

- 1... Haushaltskunden über ihre Rechte und Wahlmöglichkeiten in den Märkten zu beraten und zu informieren.
- 2... die Entwicklung der Märkte im Hinblick auf die Interessen der Haushaltskunden zu beobachten und
- 3... durch Stellungnahmen, durch Vorschläge zur Abwendung oder Beseitigung von Fehlentwicklungen und durch Öffentlichkeitsarbeit auf eine verbraucherfreundliche Entwicklung der Märkte, sowie eine entsprechende Anwendung und Weiterentwicklung des Energiewirtschaftsrechts hinzuwirken.

Die Klagerechte der Verbraucherverbände nach § 32 Abs. 2 Nr. 2 und § 42 a

sowie die Klagerechte der Verbraucher bleiben unberührt.

(2) Die Interessenvertretung kann zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben Auskünfte von der Regulierungsbehörde einholen. Erkenntnisse aus ihrer Tätigkeit nach Abs. 1 veröffentlichen und sich an Schlichtungsverfahren nach § 74 a beteiligen.

(3) Die Interessenvertretung hat mindestens fünf Mitglieder. Die Mitglieder werden von der Regulierungsbehörde berufen. Vorschläge für die Besetzung aus dem Kreis der Verbraucherzentralen und anderer Verbraucherverbände, die mit öffentlichen Mitteln gefördert werden, werden bei der Besetzung gebührend berücksichtigt. Die Interessenvertretung ist unabhängig und keinen Weisungen unterworfen. Die Interessenvertretung gibt sich eine Geschäftsordnung und regelt ihre inneren Angelegenheiten selbst.

15.5 Antragsrecht zur Einleitung eines Verfahrens (§ 66 Abs. 1 Satz 2 EnWG – neu -)

Zwar wird den Verbraucherverbänden als Personenvereinigungen nach § 31 Abs. 1 EnWG ein Antragsrecht für besondere Missbrauchsverfahren gegen Netzbetreiber eingeräumt. Eine entsprechende Regelung fehlt jedoch für allgemeine Aufsichtsmaßnahmen der Regulierungsbehörde, mit denen Unternehmen gesetzwidrige Verhalten untersagt werden. 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.

§ 66 Abs. 1 Satz 2 EnWG ist daher wie folgt zu fassen:

(1) Die Regulierungsbehörde leitet ein Verfahren von Amts wegen oder auf Antrag ein. Antragsberechtigt sind auch Verbraucherzentralen und andere Verbraucherverbände, die mit öffentlichen Mitteln gefördert werden, wenn der Antrag darauf gerichtet ist, ein Verhalten abzustellen, das die Interessen der Verbraucher insgesamt erheblich berührt.

15.6 Schlichtungsverfahren bei der Regulierungsbehörde (§ 74 a EnWG-neu)

Beschwerden von Verbrauchern werden in erster Linie von den Beschwerdestellen bei den Unternehmen bearbeitet (s. § 41a - neu). 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 jeweils 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.

Deshalb soll den Haushaltskunden – wie im Bereich der Telekommunikation und des Postwesens – auch bei Streitigkeiten im Bereich der Energieversorgung ein Schlichtungsverfahren bei der Regulierungsbehörde offen stehen. Hierzu sollen bei der Regulierungsbehörde Schlichtungsstellen eingerichtet wer-

den. Die Verbraucher werden sich regelmäßig zunächst an die Beschwerdestellen in den Energieversorgungsunternehmen wenden (§ 41 a EnWG-neu). Eine vorherige erfolglose Beschwerde ist aber nicht Voraussetzung für die Anrufung der Schlichtungsstelle.

Aus praktischen Erwägungen soll die Schlichtungsstelle von den Haushaltskunden bei allen Streitigkeiten mit ihren Energieversorgungsunternehmen angerufen werden können, nicht nur bei der Geltendmachung von Rechten aus dem EnWG und den zugehörigen Verordnungen.

§ 74a EnWG – neu ist daher wie folgt zu fassen:

(1) Macht der Haushaltskunde die Verletzung eigener Rechte geltend, die ihm aufgrund dieses Gesetzes, der auf seiner Grundlage erlassenen Verordnungen und aus seinen vertraglichen Beziehungen zu Energieversorgungsunternehmen zustehen, kann er die Regulierungsbehörde zum Zwecke der Streitbeilegung anrufen.

(2) Die Regulierungsbehörde hört die Beteiligten mit dem Ziel einer gütlichen Einigung an. Das Verfahren endet mit einer Einigung der Parteien oder der Feststellung der Regulierungsbehörde, dass eine Einigung der Parteien nicht zustande gekommen ist. Das Ergebnis ist den Parteien schriftlich mitzuteilen.

(3) Die Regulierungsbehörde regelt Errichtung und Besetzung der Schlichtungsstelle und erlässt eine Schlichtungsordnung. Errichtung und Besetzung der Schlichtungsstelle sowie die Schlichtungsordnung sind von der Regulierungsbehörde zu veröffentlichen. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht einmal jährlich in geeigneter Form eine Statistik über die Anzahl und den Anlass der Beschwerden und die Art und Weise ihrer Erledigung.

15.7 Beitrag (§ 92 Abs. 1 EnWG)

Zu den Regulierungsaufgaben im Energiemarkt gehört es auch, den Interessen der Haushaltskunden im Energiemarkt hinreichend Geltung zu verschaffen. Ebenso wie die sonstigen Regulierungsaufgaben dient der Beirat der Haushaltskunden dazu, die erforderlichen Bedingungen für einen Qualitätswettbewerb auf den Märkten für Elektrizität und Erdgas zu schaffen. Der Beirat der Haushaltskunden ist daher zugleich im Interesse der Energieversorgungsunternehmen. Daher sind die Kosten hierfür ebenfalls durch Beiträge der Energieversorgungsunternehmen zu refinanzieren.

§ 92 Abs. 1 EnWG ist daher wie folgt zu fassen:

(1) Zur Deckung der Kosten der Regulierungsbehörde für Maßnahmen zur Sicherstellung eines chancenreichen und funktionsfähigen Wettbewerbs auf den Märkten für die leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas und für die Verwaltung, Kontrolle sowie Durchsetzung von mit diesem Gesetz verbundenen Rechten und Pflichten, darauf beruhenden Verordnungen und Nutzungsrechten, soweit sie nicht anderweitig durch Gebühren oder Auslagen nach diesem Gesetz gedeckt sind, haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen einen Beitrag zu entrichten. Dies umfasst auch die Kosten für die in Satz 1 genannten Aufgaben in Bezug auf die internationale

Zusammenarbeit und die Kosten für den Beirat für Haushaltskunden nach § 64a. Der auf das Allgemeininteresse entfallende Kostenanteil ist beitragsmindernd zu berücksichtigen.

Block 2: Strom

(1) Kalkulation der Netzzugangsentgelte

1.1 Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang (§ 21 EnWG)

In Übereinstimmung mit der Auffassung des Deutschen Bundesrates, des VIK, des BNE und der Deutschen BP Aktiengesellschaft müssen die Netzentgelte auf der Grundlage der Kosten einer **effizienten Leistungsbereitstellung** gebildet werden und nicht wie bislang vorgesehen unter Beachtung einer Nettosubstanzerhaltung. Das Prinzip der effizienten Leistungsbereitstellung hat im übrigen auch für die Erbringung von Ausgleichsleistungen zu 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.

Im Rahmen einer Anreizregulierung sind Pfade zur Kostensenkung vorzugeben, wie dies seit Jahren erfolgreich von der britischen Regulierungsbehörde zur Anwendung kommt. Sie geben den Unternehmen wirtschaftliche Anreize, wenn sie die Kosten über den vorgesehenen Pfad hinaus senken.

§ 21 Abs. 2 und Abs. 3 EnWG sind daher wie folgt zu fassen:

(2) Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung entsprechender Anreizsysteme und einer angemessenen Verzinsung des für eine effiziente Betriebsführung und Investitionstätigkeit notwendigen Kapitals gebildet. Eine Rechtsverordnung nach § 24 kann eine Abweichung von dieser kostenorientierten Entgeltbildung nur insoweit bestimmen, als sie eine Entgeltreduzierung gegenüber der Kostenorientierung zulässt. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach in einem Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.

(3) Um zu gewährleisten, dass sich die Entgelte für den Netzzugang an den Kosten einer energiewirtschaftlich-rationalen Betriebsführung effizienten Leistungsbereitstellung orientieren, kann die Regulierungsbehörde in regelmäßigen zeitlichen Abständen einen Vergleich der Entgelte für den Netzzugang, der Erlöse oder der Kosten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen durchführen (Vergleichsverfahren).

(2) Stromhandel

(3) Grundversorger/ Ersatzversorger

3 Ersatzversorgung der Haushaltskunden zu Preisen der Grundversorgung/ der allgemeinen Tarife

Die Risiken eines Anbietersausfalls dürfen 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.

Der vzbv begrüßt die Auffassung der Bundesregierung, dass Haushaltskunden als das schwächste Glied in der Versorgungskette auch eines besonderen Schutzes im Rahmen der Ersatzversorgung bedürfen.

Entgegen der Auffassung des Bundesrates fordert der vzbv daher in

§ 38 Abs. 1 EnWG Satz 3 zu erhalten:

Für Haushaltskunden dürfen die Preise die nach § 36 Abs. 1 Satz 1 nicht übersteigen.

(4) Regelenergie

4 Bildung einer einheitlichen Regelenergiezone

Die Prinzipien der effizienten Bewirtschaftung und der gerechten Kostenverteilung auf alle Verbrauchergruppen muss sich in dem Bereich Regelenergie fortsetzen. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien werden die Kosten der Regelenergie aus Erzeugungsschwankungen immer stärker als Grund für höhere Preise zu Lasten der privaten Haushaltskunden angeführt. Die Regelenergiekosten haben mit der Güte des Strommanagements zu tun. Das bisherige System schafft für die Netzbetreiber keinen Anreiz, die Regelenergiekosten durch eine bessere Planung, den besseren Zuschnitt von Regelungen und den Einsatz günstiger Kraftwerke zu minimieren, insbesondere da die Verkäufer von Regelenergie mit den Netzbetreibern wirtschaftlich eine Einheit bilden. Tatsächlich scheint die Vermarktung von Regelenergie eine lukrative Einnahmequelle zu bieten.

Der Gesetzentwurf des EnWG geht von einer Mehrzahl von Regelzonen aus. Um den Bedarf an Regelenergie und damit die Kosten zu verringern, muss das EnWG die Bildung einer einheitlichen Regelzone vorsehen.

Die Kosten der Regelenergie müssen künftig gerecht verteilt werden. Die Kosten dürfen auf die unterschiedlichen Verbrauchergruppen nur so umgelegt werden, wie sie tatsächlich verursacht werden. Hinsichtlich der Verbrauchsschwankungen auf dem Strommarkt ist hervorzuheben, dass Haushaltskunden ein gleichmäßiges und gut durchmisches Lastprofil aufweisen. Der gut zu prognostizierende Verbrauch verursacht in keinem wesentlichen Umfang einen Bedarf an Regelenergie. Daraus folgt, dass private Haushaltskunden auch mit den Gesamtkosten der Regelenergie nur in geringem Maße belastet werden dürfen. Hinsichtlich der Bedingungen oder Methoden für die Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsenergie einschließlich der Entgelte, ist der Grundgedanke der gerechten Kostenverteilung aufzunehmen.

Der vzbv begrüßt, dass in § 22 (1) EnWG dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung bei der Ausgestaltung der Verfahren besonderes Ge-

wicht beigemessen wird. Die Verpflichtung der Betreiber von Übertragungsnetzwerken in § 22 EnWG (2) zur Senkung des Aufwandes für Regelenergie zusammenzuarbeiten, ist zu begrüßen.

(5) Dezentrale Einspeisung/ Vermiedene Netznutzungsentgelte

5 Die Diskriminierung von Netzeinspeisern muss vermieden werden

Die Stromerzeugung ist in Zukunft durch einen größeren Anteil an dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und mittels Kraft-Wärme-Kopplung auch in kleineren Eigenanlagen gekennzeichnet.

In diesem System sind Verbraucher nicht nur Bezieher von Elektrizität, sondern auch Netznutzer, die aus dezentralen Erzeugungsanlagen in das Netz einspeisen. Vor diesem Hintergrund ist eine Diskriminierung von Netzeinspeisern zu vermeiden.

Der Gesetzentwurf diskriminiert kleinere dezentrale Energiegewinnungsanlagen dadurch, dass ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen Netzanschluss, Netzzugang und Grundversorgung verweigern kann, wenn ihm dies aufgrund einer Eigenanlage als wirtschaftlich unzumutbar erscheint (besonders §§ 17, 18, 20). Dies betrifft vor allem kleinere dezentrale Anlagen, weil diese meist in die Verteilernetze auf der Niederspannungsstufe einspeisen. Deshalb sollten die Regelungen über Netzanschluss, Netzzugang und Grundversorgung auf der Niederspannungsstufe nicht nur die Stromentnahme, sondern auch die Stromeinspeisung in fairer Weise regeln. Außerdem sollten für derartige Anlagen Massengeschäftsregelungen wie bei Haushaltskunden gelten.

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit folgende Regelungen des EnWG zu ändern:

1. In § 17 Abs. 2 EnWG die Sätze 1 und 2 wie folgt zu fassen:

(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können einen Netzanschluss nach Absatz 1 verweigern, wenn sie nicht über die nötige Kapazität verfügen. Die Verweigerung ist hinreichend substantiiert in Textform zu begründen; sie muss aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zur Verstärkung des Netzes erforderlich sein würden.

Folgeänderung:

In Satz 4 wird aus der Zahl „3“ eine „2“.

2. In § 18 Abs. 1 Satz 1 sind im letzten Halbsatz die Wörter „zur Entnahme von Energie“ zu streichen.

3. In § 18 Abs. 1 ist Satz 2 wie folgt zu fassen:

Diese Pflichten bestehen nicht, wenn die Kosten des Anschlusses im Vergleich zur Gesamtheit aller Anschlüsse an das jeweilige Energieversorgungsnetz außergewöhnlich hoch sind.

4. In § 18 Abs. 2 Satz 1 erster Halbsatz ist wie folgt zu fassen:

Wer sich von einem Dritten an das Energieversorgungsnetz anschließen lässt,

Abs. 2 Satz 3 ist zu streichen.

5. In § 20 Abs. 2 sind die Sätze 1 und 2 wie folgt zu fassen:

(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können den Zugang nach Absatz 1 verweigern, wenn sie nicht über die nötige Kapazität verfügen. Die Verweigerung ist hinreichend substantiiert in Textform zu begründen; sie muss aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zur Verstärkung des Netzes erforderlich wären.

Folgeänderungen:

In § 20 Abs. 2 Satz 4 wird aus der Zahl „3“ eine „2“.

In § 25 ist in Satz 1 das Wort „insbesondere“ durch „auch“ zu ersetzen.

(6) Contracting

(7) Arealnetze

(8) Stromkennzeichnung

8 Ein Leistungswettbewerb auf dem Strommarkt wird nur eröffnet, wenn der Kunde seinen Anbieter auch über die Qualität der angebotenen Leistung auswählen kann

Der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG kommt daher eine besondere Bedeutung für einen funktionierenden Wettbewerb zu.

Der vzbv begrüßt, dass in dem Gesetzentwurf der Bundesregierung wichtige Punkte zur Verbesserung der Informationsmöglichkeiten für Verbraucher enthalten sind. Die Forderung des Bundesrates, sich bei der Stromkennzeichnung auf die Minimalanforderungen der EU-Richtlinie 2003/54/EG zu beschränken, ist abzulehnen.

Die Aufschlüsselung des Energieträgereinsatzes lediglich in „Kernkraft, fossile und sonstige Energieträger, erneuerbare Energien“ ist aus Sicht der Verbraucher jedoch unzureichend und sollte differenzierter erfolgen. „Fossile und sonstige Energieträger“ sollten aufgeschlüsselt werden nach Kohle, Öl, Erdgas und Sonstige. Zusätzlich als eigenständige Kategorie ist „Strom unbekannter Herkunft“ einzuführen, die Verwendung des UCTE-Mixes ist hierbei zu vermeiden. Die Herkunftsländer bei Stromimporten außerhalb der EU sind zu kennzeichnen. Die Kontrolle der Angaben ist der Regulierungsbehörde zu übertragen.

(9) Anschlusspflicht für KWK-Anlagen

(10) Schiedsstelle für Streitigkeiten betr. EEG-Umlage und Anschluss von EEG-

Anlagen

Block 3: Gas

(1) Zugang zu den Gasnetzen (Entry-Exit-Modell)

1 Bedingungen und Prinzipien für den Netzzugang (§ 20 EnWG)

Die Bedingungen und Prinzipien für einen wettbewerbsfördernden Zugang der Netznutzer zu den Energieversorgungsnetzen sind bereits im Gesetz festzuschreiben.

Wie auch vom VIK, dem BNE und der Deutschen BP Aktiengesellschaft gefordert, sind die Änderungen in § 20 Abs. 1 EnWG notwendig, um eine Massenmarkt- und Börsentauglichkeit des Netzzugangs und damit insbesondere auch einen leichten Lieferantenwechsel für Kleinkunden aus Netznutzersicht zu ermöglichen. Dafür ist eine § 23 TKG vergleichbare Verpflichtung zur Veröffentlichung der Netzzugangsbedingungen als annahmefähiges Standardangebot notwendig. Auch die Informationen sind den Netznutzern diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. In Übereinstimmung mit den vorgenannten Verbänden, der Deutschen BP Aktiengesellschaft und der Stellungnahme des Deutschen Bundesrates ist das transaktionsunabhängige Modell für den Netzzugang im Gasbereich im Zuge eines Entry-Exit-Modells einzuführen. Die Grundprinzipien des Modells der unabhängigen und damit flexiblen Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten sind im Gesetz festzulegen.

Die im Kabinettsentwurf des § 20 Abs. 2 EnWG verwendeten Begriffe „betriebsbedingt oder sonstige Gründe“ sind für eine Netzzugangsverweigerung zu unbestimmt und führen zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit. In Übereinstimmung mit den Forderungen des VIK, des BNE und der Deutschen BP Aktiengesellschaft sollte die fehlende Kapazität 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 potentiellen Netzkunden ermöglicht werden, gegebenenfalls auf eigene Kosten den Netzzugang zu gestalten und auf diese Weise für mehr Wettbewerb zu sorgen.

Der Zugang zu den Energieversorgungsnetzen soll aus Verbrauchersicht transparent und diskriminierungsfrei sein. Der vzbv schlägt daher vor

§ 20 EnWG wie folgt zu fassen:

(1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen und Entgelte für diesen Netzzugang als umfassende Standardangebote im Internet in der Weise zu veröffentlichen, dass sie ohne weitere Verhandlungen von Netznutzern angenommen werden können. Sie haben in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um einen effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten. Sie haben ferner den Netznutzern die für einen effizienten Netzzugang erforderlichen Informationen diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen.

Das bestehende transaktionsunabhängige Modell für den Netzzugang im Elektrizitätsbereich ist weiterzuentwickeln. Im Erdgasbereich ist ein transaktionsunabhängiges Entry-/Exit-Modell einzuführen, dass folgendes gewährleistet:

1. Der Zugang zu dem Marktplatz erfolgt durch den Erwerb von fester oder unterbrechbarer Kapazität für die Einspeisung beziehungsweise Ausspeisung von Gas in beziehungsweise aus einer Regelzone.

2. Die Einspeisekapazität kann unabhängig von der Ausspeisekapazität erworben und genutzt werden und umgekehrt.

3. Einspeise- und Ausspeisekapazität kann gebündelt und grundsätzlich zwischen Ein- und Ausspeisepunkten nach näherer Bestimmung gemäß § 24 verlagert werden.

4. Kapazitätsrechte können frei gehandelt werden.

(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können den Zugang nach Absatz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass sie nicht über die nötige Kapazität verfügen. Die Ablehnung ist substantiiert in Textform zu begründen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Auf Verlangen der beantragenden Partei muss die Begründung im Falle des Kapazitätsmangels auch aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes erforderlich wären, um den Netzzugang zu ermöglichen. Die Begründung kann nachgefordert werden. Potenziellen Kunden darf der Netzzugang nicht verweigert werden, wenn sie bereit sind, die notwendigen Kosten zum Ausbau des Netzes zu tragen.

(2) Gasspeicher

(3) Gashandel

(4) Teilnetzproblematik

4.1 Die Anzahl der Teilnetze ist möglichst gering zu halten.

(5) Kalkulation der Netznutzungsentgelte

5.1 Die Kalkulationsmethodik für Netzentgelte muss auf dem Prinzip der effizienten Leistungsbereitstellung beruhen (§ 21 EnWG).

Vgl. Ausführungen in Block 2: Strom Punkt 20.

(6) Rucksackproblem

6.1 Mit dem Wechsel des Kunden muss auch die Transportkapazität wechseln (§ 20 Abs. 3 EnWG)

Der einfache **Wechsel des Gasversorgers** ist eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Liberalisierung.

Wie auch von der Deutschen BP Aktiengesellschaft gefordert, normiert § 20 Absatz 3 EnWG für den Gasmarkt das so genannte Rucksack-Prinzip für den Fall des Lieferantenwechsels. Dieses Prinzip sichert die Übernahme von Kapazitäten bei einem Lieferantenwechsel. Im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs wird damit verhindert, 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.

In Bezug auf das Rucksackprinzip befürwortet der vzbv in Übereinstimmung mit der Deutschen BP Aktiengesellschaft

§ 20 EnWG um Absatz 3 wie folgt zu ergänzen:

(3) Wechselt ein Kunde zu einem neuen Lieferanten, stellt der Betreiber des Gasversorgungsnetzes, an das der Kunde angeschlossen ist, eine aufgrund des Lieferantenwechsels nicht mehr benötigte Kapazitätsbuchung zur Deckung des durch den Lieferantenwechsel entstehenden Kapazitätsbedarfs dieses Kunden zur Verfügung.

(7) Differenzmengen

(8) Anpassung an europäische Normen

(9) Biogaseinspeisung

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1518

24. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Regulierungsbehörde Telekommunikation und Post

Zusammenfassung

Der Entwurf des EnWG stellt einen notwendigen Wechsel zu einer Regulierung des Netzzugangs und einer Kontrolle der Netznutzungsentgelte bei Strom und Gas dar. Er zieht damit die Konsequenzen aus der unbefriedigenden Wettbewerbssituation in diesem Sektor und beendet einen deutschen Sonderweg in Europa, weil eine „Selbstregulierung“ des Netzbereichs als natürliches Monopol nicht zum Erfolg geführt hat.

Die RegTP wird Ihre Erfahrungen in der Regulierung von Netzindustrien nutzen, um auch im Strom- und Gasmarkt einen fairen Netzzugang zu gewährleisten und effiziente und kostenbasierte Zugangsentgelte zu erreichen. Obwohl natürlich die Produkte, die Technik und auch die Marktentwicklung und Dynamik des Telekommunikationsmarktes sich von der des Strom und Gasmarkts deutlich unterscheiden, gibt es Bereiche die vergleichbar sind, ohne gleich zu sein.

Insbesondere im ökonomischen und rechtlichen Bereich ergeben sich häufig ähnliche Fragestellungen und auch bei den Antworten ist eine Konsistenz mittelfristig anzustreben, denn sowohl die Unternehmen in Netzindustrien müssen sich an den Kapitalmärkten und bei den Investoren nach gleichen Prinzipien verhalten als auch die Kunden und Nachfrager, Qualität und Sicherheit bei den Dienstleistungen und Produkten erwarten. Schließlich sollen die regulatorischen Rahmenbedingungen Investi-

tionen zum Erhalt und notwendigen Ausbau der Infrastruktur begünstigen.

Da die Regulierungspraxis des Telekommunikations- und Postmarktes zu einer erfreulichen Belebung des Wettbewerbs, zu mehr Innovationen und Investitionen und zu einer erheblichen Steigerung der Wahlmöglichkeiten der Verbraucher bei sinkenden Preisen geführt hat, ist es auch zielführend, sich mit den Ursachen dieses Erfolgs zu beschäftigen und diese, soweit angebracht und geeignet, zu übertragen.

Es ist daher naheliegend den EnWG-Entwurf auch an den gesetzgeberischen Entscheidungen des Telekommunikationsgesetzes (TKG) zu messen, das der Deutsche Bundestag erst vor wenigen Monaten am 22.06.2004 verabschiedet hat.

Bei einem Vergleich fällt zunächst auf, dass im EnWG-Entwurf und den auf ihn aufbauenden Verordnungsentwürfen, die dem Deutschen Bundestag ebenfalls vorliegen, erheblich umfangreichere und detailliertere Umsetzungs- und Einzelfragen der Regulierungspraxis vorgegeben und festgelegt werden. So werden z. B. Kalkulationsprinzipien, die notwendige Eigenkapitalverzinsung, steuerliche Fragen, Einzelheiten der Abschreibungsmethodik, die Zuordnung einzelner Kostenpositionen usw. zum Teil verbindlich vorgegeben.

Einige Verbände und Unternehmen der Energiewirtschaft argumentieren, nur eine derartige Festschreibung würde

den Unternehmen die nötige Planungssicherheit gewährleisten.

Verkannt wird jedoch, dass die Geeignetheit betriebswirtschaftlicher Methoden einem Wandel unterworfen ist und die nötige Flexibilität bei neuen und nicht vorhersehbaren Problemen verloren geht.

Im übrigen ist erhellend, dass bei der Anhörung zum Telekommunikationsgesetz, die am 09.02.2004 im Bundestag stattfand, keines der regulierten Telekommunikationsunternehmen behauptet hat, der RegTP sollten Kalkulationsprinzipien und betriebswirtschaftliche Methoden vorgegeben werden, um Planungssicherheit zu erreichen. Planungssicherheit und Flexibilität bzw. ein Auswahlermessen der Regulierungsbehörde bezüglich geeigneter betriebswirtschaftlicher Methoden und Prinzipien daher keineswegs einen Widerspruch darstellen.

Die RegTP hat bei der Auswahl geeigneter Methoden eine ausführliche detaillierte Begründungspflicht, unterliegt dem Willkürverbot und einer gründlichen Kontrolle, die ausreichenden Rechtsschutz gewährleistet.

Erfreulich ist deshalb, dass die Bundesregierung gemäß Ihrer Gegenäußerung vom 27.10.2004 die Entwicklung des Systems der Anreizregulierung der RegTP abschließend übertragen will und auch deren Einführungszeitpunkt nicht von einer erneuten Intervention des Gesetz- und Verordnungsgebers abhängig macht.

Dieser zukunftsorientierte Schritt trägt zu der gewünschten „Entpolitisierung“ der Regulierungspraxis bei, die sich in den vergangenen Jahren bei der Telekommunikationsregulierung bestens bewährt hat.

Die Rechte und Aufgaben von Bundestag und Bundesrat werden durch die regelmäßigen Berichtspflichten gem. §§ 121, 122 TKG bzw. §§ 63, 112 EnWG und durch die begleitende Tätigkeit des Beirats gem. §§ 118-120 TKG, § 60 EnWG, §§ 5-7 REGTPG gesichert.

Die Praxis der RegTP besteht bei Festlegung grundsätzlicher Fragen in einem offenen Dialog mit allen Marktteilnehmern. Grundsatzentscheidungen in Regulierungsverfahren werden durch intensive wissenschaftliche und gutachterliche Begleitung eingeleitet. Die Auffassungen aller interessierter Unternehmen und Verbände werden in intensiven und gründlichen Anhörungsverfahren einbezogen. Es wird größtmögliche Transparenz im Hinblick auf bevorstehende Entscheidungen geschaffen. Diese Transparenz und die Einbeziehung aller Standpunkte und Auffassungen, die zu bewerten und zu berücksichtigen sind, ist gewährt für Stabilität der Rahmenbedingungen der Marktregulierung.

Das bewährte Modell einer unabhängigen, neutralen und politikfernen Regulierung, die sich an den Zielvorgaben des Gesetzgebers orientiert, aber bei der Umsetzung zur Zielerreichung den geeignetsten und schnellsten Weg suchen und finden kann, entspricht dem modernen Bild der „good governance“ und wird den Marktgegebenheiten weit wirksamer gerecht als das Modell eines klassischen Verwaltungsvollzugs.

Die RegTP würde sich wünschen bzw. regt an, dass dem mutigen Schritt nach vorn bei der Anreizregulierung noch vereinzelte Korrekturen folgen, die in der Stellungnahme aufgeführt sind, um das Leitbild einer flexiblen und effizienten Regulierung zu komplettieren.

Gerade die sechsjährige Erfahrung der TK-Marktregulierung zeigt nämlich auch, dass nur durch flexible Methodenwahl schnelle Ergebnisse erreicht werden können.

Ein allzu detailliertes Regelwerk kann statt Wohltat zur Plage werden, wenn es sich im Einzelfall als ein System von Hindernissen und unpraktikablen Hürden entpuppt. Man sollte dabei auch bedenken, dass nicht „a priori“ jeder dem Regulierer helfen möchte, die vom Gesetzgeber gewünschten Erfolge bei der Wettbewerbsförderung rasch zu erzielen, sondern dass die Fortschritte oft nur in zähen und hinhaltenden Auseinandersetzungen zu schaffen sind.

Der Gesetzgeber sollte das Instrumentarium des Regulierers daher so flexibel und vielfältig und gleichzeitig rechtssicher ausgestalten, dass die von ihm gewünschten Ergebnisse auch zeitnah möglich werden.

Block 1: Allgemeine Themen

1. Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

Der Regierungsentwurf weist die Zuständigkeiten für die Anwendung des EnWG-E (BT-Drs. 15/3917 vom 14.10.2004) und die Verordnung (EG) über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (ABl. L 176 vom 15.7.2003, S.37 ff.) in §§ 54 Abs.2, 56 EnWG-E grundsätzlich der Regulierungsbehörde zu. Die wichtigste Kompetenz der Landesbehörden ist nach §§ 55 Abs.2, 40 EnWG-E die Preismissbrauchsaufsicht über die allgemeinen Preise für die Belieferung mit Elektrizität.

Es ist zu begrüßen, dass damit die Aufsicht über die Einhaltung der Vorschriften des EnWG-E nunmehr vornehmlich der Regulierungsbehörde obliegt, da auf diese Weise eine einheitliche und effiziente Regulierungspraxis gewährleistet wird. Zudem ermöglicht diese Regelung erstmals eine wirksame Kontrolle der Netznutzungsentgelte.

Eine Erweiterung der Kompetenzen zugunsten der Länder durch deren Beteiligung an der Kontrolle der Netznutzungsentgelte, wie in der Stellungnahme des Bundesrates (BR-Drs. 613/04 vom 24.09.2004) gefordert, ist abzulehnen. Dadurch würde der Effizienz der Regulierung geschadet, da umfangreiche Abstimmungsprozesse zur Wahrung der einheitlichen Gesetzesauslegung und Entgeltkalkulation notwendig wären. Gleichzeitig liefe man Gefahr, durch die bei Entscheidungen von 17 verschiedenen Behörden unvermeidlichen Divergenzen Rechtsunsicherheit und damit auch Investitionsunsicherheit hervorzurufen.

Auf Länderseite würde eine Aufgabenerweiterung zu einer massiven Personalaufstockung der entsprechenden Behörden führen, da diese bislang lediglich mit geringem Personalaufwand die Tarifgenehmigungen nach § 11 Abs.1 EnWG, § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) durchführen und das EnWG-E eine Vielzahl von Aufgaben enthält, die nur mit spezialisiertem Personal zu bewältigen sind. Darüber hinaus behalten die Länder mit der Missbrauchsaufsicht über die allgemeinen Preise für die Belieferung mit Elektrizität nach §§ 55 Abs.2, 40 EnWG-E Kompetenzen, für die die Mitarbeiter der Landesbehörden ihre Erfahrung aus der Tarifgenehmigung nutzen können.

Im Ergebnis würde eine solche Kompetenzzersplitterung zwischen Bund und Ländern zu einem bürokratischen und personellen Mehraufwand auf beiden Seiten führen, was sich nicht mit der beabsichtigten schlanken Regulierung in Einklang bringen lässt. Ferner bestehen grundsätzliche verfassungsrechtliche Bedenken gegen die durch die Verteilung von Kompetenzen des EnWG-E auf Bund und Länder hervorgerufene Form der Mischverwaltung. Insbesondere vor dem Hintergrund der derzeit tätigen Föderalismuskommission von Bundestag und Bundesrat sollte eine klare Kompetenzabgrenzung zwischen Bund und Ländern erfolgen.

2. Name der Behörde

§ 1 REGTPG-E sieht die Umbenennung in „Regulierungsbehörde für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Post“ (REGTP) vor. Diese Namensgebung ist als Zeichen der Kontinuität mit dem bisherigen Namen der Behörde bzw. der entsprechenden Abkürzung, die aufgrund der Erfolge bei der Öffnung früherer Monopolmärkte im Telekommunikations- und Postbereich zu einem Markenzeichen geworden ist, zu begrüßen.

3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit

Die Regulierungsbehörde ist § 1 Satz 2 REGTPG-E zufolge eine selbständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit und untersteht damit dessen Fachaufsicht. Für die Aufgaben, die der Regulierungsbehörde aufgrund § 19 a des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (BT-Drs. 15/3923 vom 14.10.2004; EEG-E) übertragen werden, sieht § 19 a Abs.5 EEG-E die Fachaufsicht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vor.

Für die Sicherstellung einer transparenten Arbeitsweise der Regulierungsbehörde bestimmt § 61 EnWG-E, der auch nach § 19 a Abs.5 EEG Anwendung findet, dass allgemeine Weisungen des BMWA bzw. des BMU für den Erlass oder die Unterlassung von Verfügungen nach dem EnWG bzw. nach dem EEG mit Begründung im Bundesanzeiger zu veröffentlichen sind. Um eine Optimierung des Regelungszweckes zu erreichen wäre es wünschenswert, dass diese der Transparenz dienende Vorschrift an § 117 TKG, die entsprechende Norm des novellierten TKG, angeglichen wird und die Veröffentlichungspflicht auf alle Weisungen ausgedehnt wird. Es ist kein Grund für eine von § 117 TKG abweichende Regelung im Bereich des EnWG bzw. EEG ersichtlich. Daher bietet sich folgende Formulierung des § 61 EnWG-E an:

„Soweit das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit Weisungen erteilt, sind diese Weisungen im Bundesanzeiger zu veröffentlichen. Dies gilt nicht für solche Aufgaben, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit auf Grund dieses Gesetzes oder anderer Gesetze in eigener Zuständigkeit wahrzunehmen sind und mit deren Erfüllung es die Regulierungsbehörde beauftragt hat.“

4. Ex-ante/Ex-post Aufsicht

Die Regulierungsbehörde begrüßt die in Ziff. 25 der Gegenüberlegung der Bundesregierung (BT-Drs. 15/4068 vom 28.10.2004) beabsichtigte Einführung eines Genehmigungsverfahrens für die Erhöhung von Netznutzungsentgelten bis zum Inkrafttreten der Anreizregulie-

rung. Auf diese Weise und mit nachträglichen Prüfungen der bis zum Inkrafttreten des Gesetzes erhöhten Netznutzungsentgelte kann möglichen Preiserhöhungsrunden bis zur Implementierung eines Anreizsystems wirksam begegnet werden.

Unabhängig von der Frage, in welchem Umfang eine ex-ante Aufsicht implementiert wird, ist für die erfolgreiche Arbeit der Regulierungsbehörde ein effizientes Gesamtsystem mit klaren Prüfmaßstäben, die die Grundlage für eine möglichst breite Akzeptanz der künftigen Entscheidungen schaffen, erforderlich.

In diesem Sinne enthalten der Gesetzentwurf und die Verordnungen – soweit sie schon bekannt sind – mit der Kombination aus ex-ante Methodenregulierung und ex-post Missbrauchsaufsicht belastbare und praxistaugliche Regelungen.

§ 29 EnWG-E ist derzeit so formuliert, dass die Regulierungsbehörde Festlegungen nur treffen kann, wenn ihr eine entsprechende Kompetenz in den Rechtsverordnungen überlassen wird. Damit ist die Regulierungsbehörde nur in den heute vom Ordnungsgeber erkannten Fällen handlungsfähig. Da vorstellbar ist, dass der Markt sich trotz fundierter Prognosen zukünftig auch in unerwarteter Weise entwickeln wird, wäre es wünschenswert, wenn der Regulierungsbehörde die Möglichkeit eröffnet würde, auch ohne eine ausdrückliche Bestimmung in den Verordnungen Festlegungen zur Erreichung der Ziele des Gesetzes treffen zu können. So könnte die Regulierungsbehörde schnell und effizient auf Wettbewerbsbehinderungen reagieren und flexiblere Lösungen finden.

Jedenfalls sollten aber die vorgelegten Verordnungen im Strom- und Gasbereich um einige Festlegungskompetenzen zugunsten der Regulierungsbehörde ergänzt werden, um den Erfordernissen einer effektiven Regulierung gerecht werden zu können. Im Rahmen der StromNZV wäre eine solche Befugnis für weitere Festlegungen im Bereich des Zähl- und Messwesens (§ 18 StromNZV-E) sowie für die Abrechnung der Regelenergie (§ 8 StromNZV-E) wünschenswert. Im Bereich des GasNZV-E (Referentenentwurf vom 14.10.2004) sollten beispielsweise Kompetenzen der Regulierungsbehörde in Bezug auf den Zukauf vertraglicher Leistungen Dritter und im Rahmen der Teilnetzbildung (§ 5 Abs. 9 GasNZV-E) und im Falle von einheitlichen Standards für online-Handelsplattformen der Netzbetreiber (§ 13 Abs. 1 GasNZV-E) aufgenommen werden.

5. Vergleichsmarktverfahren

Nach der derzeitigen Fassung des § 21 Abs. 2 EnWG-E wird der Begriff der Kosten einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung durch ein Vergleichskriterium ergänzt. Danach muss sich die jeweilige Kostenkalkulation an der Kalkulation eines „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ messen lassen. Dies ist nachdrücklich zu begrüßen. Der insoweit aufgestellte Vergleichsmaßstab ist jedoch nicht zu verwechseln mit einem Vergleichsmarktverfahren, das gegebenenfalls im Rahmen einer zu etablierenden Anreizregulierung eingeführt werden könnte. Durch § 21 Abs. 3 EnWG-E wird die Grundlage für Vergleichsbetrachtungen im Rahmen einer kostenbasierten Entgeltfindung geschaffen.

Positiv ist hierbei die Beweislastumkehr des § 21 Abs. 4 EnWG-E zu bewerten. Um hier eine noch nachhaltigere

Wirkung der Vergleichsbetrachtungen erzielen zu können, sollte nicht auf den Durchschnitt vergleichbarer Netzbetreiber abgestellt werden, sondern auf eine hinreichend große und repräsentative Gruppe effizienter Netzbetreiber. Dies erscheint auch insoweit nicht unbillig, als den Unternehmen der Nachweis der Notwendigkeit höherer Kosten unbenommen bleibt. Insoweit würde sich durch einen modifizierten Vergleichsmaßstab eine Absenkung der Schwelle zum Anwendungsbereich der Beweislastumkehr ergeben. Entscheidende Bedeutung für die Durchführung des Vergleichsverfahrens haben die Möglichkeiten zur Beschaffung notwendiger Daten.

§ 26 StromNEV-E bietet insoweit die Grundlage für die Datenbeschaffung hinsichtlich der wirtschaftlichen Verhältnisse der Unternehmen.

Es sollte noch deutlicher zum Ausdruck kommen, dass die Regulierungsbehörde auf Basis des § 26 StromNEV-E Informationen mittels Allgemeinverfügung von allen bzw. von bestimmten Gruppen von Netzbetreibern anfordern kann. Es muss ferner sichergestellt sein, dass die Bekanntgabe der Allgemeinverfügung durch Veröffentlichung im Amtsblatt bzw. im Internet erfolgen kann (vgl. § 41 Abs. 3 S. 2 VwVfG). Insoweit ist eine klarstellende Ermächtigung zur öffentlichen Bekanntmachung erforderlich.

Da der Umfang der für das Vergleichsverfahren erforderlichen Daten noch nicht endgültig festgelegt werden kann, ist es ausdrücklich zu begrüßen, dass § 26 StromNEV-E neben den 5 genannten Informationsquellen der Regulierungsbehörde auch die Einholung weiterer Auskünfte gestattet. Ferner ist zu begrüßen, dass § 30 Abs. 3 StromNEV-E auch für die Durchführung des Vergleichsverfahrens Festlegungsbefugnisse für die Regulierungsbehörde beinhaltet.

Soweit § 22 Abs. 3 StromNEV-E die Feststellung von Erlösen und Kosten ausländischer Netzbetreiber "für die Vorbereitung einer Entscheidung nach § 30 Abs. 3 StromNEV-E" vorsieht, ist der Regelungsgehalt dieser Vorschrift unklar. Sinnvoll wäre eine Befugnis, zur Ergänzung des innerstaatlichen Vergleiches auch Erlös- und Kostendaten ausländischer Unternehmen einzubeziehen, ohne dass dies in eine Verpflichtung zur Heranziehung beliebiger ausländischer Netze mündet.

6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Unter dem Gesichtspunkt „Anreizregulierung“ fehlte es bisher an Effizienzanreizen für die Betreiber von Energieversorgungsnetzen im EnWG-E. Die bislang im EnWG-E enthaltene Methode des Vergleichsverfahrens ist –genauso wie im Kartellrecht– ausschließlich repressiv. Hinzu kommt, dass für Netzbetreiber, die im Vergleichsverfahren keine überdurchschnittlichen Werte erreichen ggf. sogar ein gegenteiliger Anreiz zur Preis- bzw. Kostenerhöhung besteht. Um der vom EnWG-E vorgegebenen „Berücksichtigung von Anreizen für eine kosteneffiziente Leistungserbringung“ stärker Rechnung zu tragen, sollte der Gedanke der Anreizregulierung nachhaltiger in das Gesamtkonzept der Entgeltermittlung eingebunden werden.

Positiv ist in diesem Zusammenhang die Ankündigung der Bundesregierung zu bewerten, nach der die Einführung der Anreizregulierung konkretisiert werden soll. Die Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme

des Bundesrates zum Regierungsentwurf enthält hierzu Eckpunkte, denen grundsätzlich zuzustimmen ist.

Eine Festlegung auf ein bestimmtes Anreizmodell ist auch aus Sicht der Regulierungsbehörde aktuell nicht praktikabel. Insoweit sollte die Regulierungsbehörde mit der Entwicklung eines Modells der Anreizregulierung beauftragt werden. Der in der Gegenäußerung der Bundesregierung vorgegebene Zeitraum von 2 Jahren für die Anwendung des Systems einer Anreizregulierung erscheint realistisch, um die notwendige Vorarbeit zu leisten. Hierbei kann die Regulierungsbehörde sowohl auf eigene Erfahrungen aus dem Bereich der Telekommunikationsregulierung als auch auf Erfahrung in der Energie-regulierung in anderen europäischen Staaten zurückgreifen.

Die Ausgangsbasis und den Hintergrund für die Entwicklung anreizorientierter Regulierungsmodelle bilden die Probleme der kostenorientierten Regulierungspraxis. Damit gemeint sind fehlende Anreize zur Kostenreduktion für das Unternehmen sowie der hohe Aufwand regelmäßiger Kostenprüfungen für die Regulierungsbehörde.

Die Idee der Anreizregulierung beruht darauf, Anreize zur Kostenreduktion für die Netzbetreiber zu setzen, in dem die Erlöse bzw. Preise eines Unternehmens während eines von der Behörde definierten Zeitraums von seinen Kosten entkoppelt werden. Das Unternehmen kann erreichte Kosteneinsparungen über einen begrenzten Zeitraum als Zusatzgewinne einbehalten – vorausgesetzt die Kosten sinken schneller als vom Regulator vorgegeben. Da das Unternehmen bei der Anreizregulierung selbstständig den Anreizen folgt, bedarf es keiner Detailfestlegungen durch die Regulierungsbehörde, so dass in der Regel nur ein geringer Informationsbedarf besteht. Die Entkopplung entbindet die Regulierungsbehörde von jährlichen Kostenüberprüfungen und gibt den Netzbetreibern gleichzeitig Anreize, Kosten zu senken, um Gewinne einbehalten zu können. Um Fehlentwicklungen durch die Kostensenkung vorzubeugen, kann es erforderlich sein, den Erhalt eines bestimmten Qualitätsniveaus vorzuschreiben.

Daraus ergeben sich wesentliche Anforderungen für die Anreizregulierung:

- Einfachheit : Der Regulierungsmechanismus muss einfach und transparent sein, um von den Nachfragern sowie den regulierten Unternehmen akzeptiert zu werden und den Regulierungsaufwand zu begrenzen.
- Schaffung richtiger Anreize : Die zu setzenden Anreize müssen an Ziele geknüpft sein, die durch unternehmerische Einflussnahme zu erreichen sind.
- Fairness: Die gewählten positiven und negativen Anreize müssen innerhalb akzeptabler Grenzen liegen und den Interessen von Nachfragern, Wettbewerbern und betroffenen Unternehmen gerecht werden.
- Planungssicherheit : Der Anreizmechanismus muss vorab klar definiert werden und eine nicht zu geringe Mindestlaufzeit haben. Er darf ex post nicht verändert werden.

Die wichtigsten Methoden, die sich daraus entwickelt haben und heute in vielen Ländern eingesetzt werden, sind die Preisobergrenzenregulierung (Price-Cap), die Erlösobergrenzenregulierung (Revenue-Cap) sowie die

vergleichende Leistungsbeurteilung (Yardstick-Competition, Benchmarking, Modellnetzbetrachtungen).

Aus den vorgenannten Ausgangsüberlegungen ergeben sich für die Regulierungsbehörde folgende Eckpunkte für die Etablierung eines Modells der Anreizregulierung:

- Die Zulässigkeit der Anreizregulierung und die wesentlichen Ziele, Mittel und zu berücksichtigenden Gesichtspunkte müssen aus rechtsstaatlichen Gründen im Gesetz selbst geregelt sein.
- Die Anreizregulierung muss bereits jetzt in der Ermächtigung für die Regulierungsbehörde enthalten sein. Auch ihre Implementierung darf nicht zu einer erneuten Belastung des Gesetz- bzw. Verordnungsgebers führen. Das Instrument der Verordnung bringt keine höhere Rechtssicherheit, sondern lediglich eine potentielle Verzögerung und einen erheblichen Flexibilitätsverlust.
- Die Anreizregulierung muss so schnell wie möglich eingesetzt werden. Gerade in den ersten Jahren der Regulierung ist der Bedarf an einfachen, transparenten und schnell wirksamen Instrumenten besonders hoch.
- Die Anreizregulierung ist von der Kostenprüfung zu trennen. Insbesondere darf die Verpflichtung zur Erfüllung der zu setzenden Anreize nicht vom Vorbehalt einer Prüfung tatsächlicher Kosten im Einzelfall abhängig gemacht werden.
- Unterschiedliche objektive Kostenstrukturen können berücksichtigt werden. Dies kann durch unterschiedliche Strukturmerkmale, Anreizvorgaben oder durch Bildung geeigneter Gruppen und Typisierungen geschehen.
- Aspekte der Versorgungssicherheit und der Haltung von Qualitätsstandards können sowohl bei der Ermittlung der Ausgangsniveaus als auch bei der Setzung der Anreize oder einzuhaltenden Nebenbedingungen berücksichtigt werden.
- Die Wahl der Anreizinstrumente muss durch die Regulierungsbehörde getroffen werden. Price-Cap, Revenue-Cap (Erlösbergrenzen), Yardstick-Regulierung auf Basis von Vergleichsmarktbetrachtungen oder auf Basis von Modellnetzbetrachtungen haben spezifische Vor- und Nachteile. Es wäre verfrüht, angesichts der derzeitigen Faktenlage bestimmte Modelle auszuschließen. Eine Kombination verschiedener Ansätze kann die Robustheit der Methode steigern, d.h. Risiken minimieren und Schwächen ausgleichen. Sie gibt auch die Chance, dass in Deutschland ein praxistaugliches Modell entwickelt wird, das die Erfahrungen anderer nutzt.
- Das Ausgangsniveau eines Systems der Anreizregulierung sollte nicht in einer individuellen Kostenermittlung bestehen. Damit gehen entscheidende Praktikabilitätsvorteile verloren. Denkbar ist eine schlichte Bestandsaufnahme des aktuellen Entgeltniveaus, ein Anknüpfen an die im Geschäftsbericht veröffentlichten Erlöse, eine Vergleichsmarktbetrachtung oder eine auf den typischen Kostentreibern aufsetzende Modellnetzbetrachtung.
- Die Ermittlung des Effizienzmaßstabes muss Elemente eines Beurteilungsspielraumes haben. Es han-

delt sich um eine Prognose der künftigen effizienten Kostenentwicklung und der den Unternehmen möglichen Kosten- und Preisentwicklung. Die Prognose muss der Behörde obliegen, ihr müssen die notwendigen Spielräume eröffnet werden und die Behörde muss sich für bestimmte Zeiträume festlegen.

7. Garantie von Versorgungsqualität: Investitionen (Sicherstellung, dass notwendige Investitionen getätigt werden/ggfs. befristete Ausnahme großer Infrastrukturinvestitionen von Regulierung)

Die in § 11 Abs. 1 EnWG-E niedergelegte Grundentscheidung des Gesetzgebers, die Verantwortlichkeit für den Betrieb eines „sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetzes“ weiterhin in die Hände der Betreiber von Energieversorgungsnetzen zu legen, ist zu begrüßen. Diese Verpflichtung steht in einem engen Zusammenhang mit den Kalkulationsgrundlagen, die in § 21 EnWG-E und der StromNEV-E niedergelegt sind. Gerade auch das Verhältnis von Investitionen in Netzinfrastruktur zur Möglichkeit entsprechender Abschreibungen gem. §§ 4,6 StromNEV-E ist hierbei zu berücksichtigen. Nach §§ 4, 6 StromNEV-E sind kalkulatorische Abschreibungen auf betriebsnotwendige Anlagegüter bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen. Dadurch soll gewährleistet werden, dass nach Ende der Nutzungsdauer (vgl. Anlage 1 zur StromNEV-E) die jeweiligen Anlagegüter wiederbeschafft werden können. Abweichungen zwischen den Abschreibungen und den Kosten der Ersatzinvestition sind in der nächsten Kalkulationsperiode netzkostenmindernd bzw. netzkostenerhöhend zu berücksichtigen. Grundsätzlich ist jedoch weder aus den Vorschriften der StromNEV-E noch aus dem EnWG-E abzuleiten, dass bestimmte Investitionen erfolgen müssen. Insoweit unterliegt es der freien unternehmerischen Entscheidung des Netzbetreibers ein Anlagegut auch über den Zeitraum der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer hinaus in Betrieb zu halten oder keinen entsprechenden Ersatz zu beschaffen. Für den letztgenannten Fall ist nunmehr gem. § 6 Abs. 5 S. 3 StromNEV-E ebenfalls vorgesehen, dass bei fehlender Wiederbeschaffung von Anlagegütern die kumulierten kalkulatorischen Kosten netzkostenmindernd zu berücksichtigen sind.

Im Erdgasbereich sieht die Binnenmarktsrichtlinie Erdgas in Art. 22 im Fall des Baus großer, neuer Infrastruktureinrichtungen - z.B. neue Verbindungsleitungen, LNG- oder Speicheranlagen - unter bestimmten Umständen eine Möglichkeit zur Erteilung einer befristeten Ausnahme vom Regulierungsregime vor. Diese Ausnahmemöglichkeit ist bislang im Entwurf zum EnWG nicht aufgenommen worden, obwohl dafür in Anbetracht der sehr hohen Investitionskosten durchaus ein Bedürfnis bestehen kann. Auch der gemeinsame Standpunkt des Europäischen Parlaments und des Rates zur geplanten EU-GasNZV sieht eine solche Ausnahmemöglichkeit in Art. 16 lit. a) EU-GasNZV-E vor, so dass sie mit dem voraussichtlichen Inkrafttreten der EU-NZV zum 1. Juli 2006 unmittelbar bindendes Recht in Deutschland werden würde. Daher kann dem Vorschlag des Bundesrates zur Umsetzung der befristeten Ausnahmemöglichkeit in § 28 a EnWG-E weitestgehend zugestimmt werden. Allerdings sollten dann auch, wie von der Binnenmarktsrichtlinie Erdgas vorgesehen – aber entgegen der Forderung des Bundesrates – die Regeln und Mechanismen für das Krisenmanagement und die Kapazitätszuweisung von der

Regulierungsbehörde festgelegt werden, sofern dies die Durchführung langfristiger Verträge nicht behindert.

8. Haftungsregelungen

§ 11 Abs. 2 EnWG-E enthält die unselbständige Verordnungsermächtigung zum Erlass von Haftungsregelungen im Bereich der gesamten Energieversorgung auf allen Netz- und Verteilstufen. Die gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich der Möglichkeit von Haftungsbeschränkungen entsprechen im Wesentlichen dem aus den noch in Kraft befindlichen AVBELtV und AVBGasV bekannten Haftungssystem. Neu ist die Möglichkeit einer völligen Haftungsfreistellung in besonderen Fällen. Je nach Ausgestaltung der Regelungen können sich hier hinsichtlich der Haftung nach ProdHaftG Abgrenzungsschwierigkeiten ergeben.

Grundsätzlich ist die Möglichkeit von Haftungsbeschränkungen vor dem Hintergrund unüberschaubarer Haftungsrisiken durchaus zu begrüßen, da eine Erweiterung der Haftung zu einer erheblichen Erhöhung der Netzkosten führen kann. Es sollte jedoch auch berücksichtigt werden, dass eine Liberalisierung des starren Haftungssystems zu mehr Verhandlungsspielraum zwischen Netzbetreibern und Netznutzern führen könnte. Ziel muss es sein ein ausgewogenes Haftungssystem zu schaffen, dass die berechtigten Interessen der Netzbetreiber und Netznutzer in einem auch gesamtwirtschaftlich vertretbaren Haftungssystem Berücksichtigung finden. Korrekturbedürftig ist insbesondere der nach § 11 Abs. 2 S. 2 EnWG-E mögliche komplette Ausschluss der Haftung, der der Formulierung nach auch vorsätzliches Handeln umfassen könnte. Insbesondere sollte im Rahmen der Formulierung von Haftungsfreistellungen für die Netzbetreiber ein enger Zusammenhang mit der Einhaltung eines hohen Qualitäts- und Versorgungsniveaus hergestellt werden.

9. Transparenz

Um den Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung zu forcieren, ist die Stärkung der Transparenz auf diesem der Regulierung unterworfenen Gebiet der Energieversorgung von entscheidender Bedeutung.

Dies ergibt sich zum einen aus der Erforderlichkeit für kleinere Wettbewerber, an wichtige Daten und Informationen zu gelangen, um im Wettbewerb bestehen zu können und zum anderen aus der Erwägung, dass nur so die Unterbindung von wettbewerbsverzerrenden Quersubventionen möglich ist. Angesichts des beabsichtigten Regulierungsregimes, das in starkem Umfang auf einer ex-post Missbrauchskontrolle durch die Regulierungsbehörde und später auf einem anreizorientierten Modell beruhen soll, ist auch für eine erfolgreiche Tätigkeit der Behörde die leichte Verfügbarkeit sämtlicher relevanter Informationen entscheidend. Denn nur so kann eine effiziente Regulierung im Sinne einer wirksamen Aufsicht bei geringem Aufwand gewährleistet werden. Daher sind die in Gesetz und Verordnungen vorgesehenen umfangreichen Befugnisse der Regulierungsbehörde zur Datenerhebung ebenso unverzichtbar wie die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber.

10. Energieeffizienz

Steigerungen der Energieeffizienz sind neben dem Aspekt der Umweltfreundlichkeit auch ökonomisch vor-

teilhaft im Sinne von Kostensenkungspotentialen im Netzbereich. § 14 Abs. 2 EnWG-E bestimmt als eine Aufgabe der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, bei der Planung des Verteilernetzausbaus die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

Zu berücksichtigen sind in diesem Zusammenhang die europarechtlichen Vorgaben zur Energieeffizienz. Im Dezember 2003 hat die europäische Kommission einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen (KOM/2003/0739 endg.) vorgelegt, der zur Zeit in erster Lesung durch Rat und Europäisches Parlament beraten wird.

Nach Artikel 6 der zur Zeit in der Ratsarbeitsgruppe diskutierten Fassung stellen die Mitgliedsstaaten sicher, dass Energieversorger (i.e. Transport- und Verteilnetzbetreibern) eine der drei folgenden Optionen anbieten:

- Angebot und aktive Förderung von Energiedienstleistungen (also die Kombination von Energie und energienutzender Technologie oder Betriebs- und Instandhaltungsaktivitäten)
- Angebot von Energieaudits
- finanzielle Beiträge für Fonds zur Durchführung von Energieeffizienzprogrammen.

Die konkreten Verpflichtungen für Energieversorger sind zur Zeit noch Gegenstand von kontroversen Diskussionen u.a. im Energie-Ministerrat am 29.11.2004.

Es bleibt zu prüfen, ob eine Verankerung von Energieeffizienzmaßnahmen im EnWG geboten ist, da das Ausmaß möglicher zukünftiger europarechtlicher Verpflichtungen noch nicht abzusehen ist.

11. Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Regelungen zum Mess- und Zählwesen finden sich im Entwurf der StromNZV. In § 18 StromNZV-E sind erste Ansätze einer Liberalisierung enthalten. Zu begrüßen ist, dass damit die Existenz eines eigenständigen Marktes für das Mess- und Zählwesen anerkannt wird. Die Letztverantwortung für das Messwesen bleibt beim Netzbetreiber. Die Verantwortlichkeit für die Messung kann nur bei einem vom Netzbetreiber abweichenden Messstellenbetreiber liegen, sofern hierüber eine Einigung -unter Einbeziehung des Netzbetreibers- erzielt worden ist. Impulse auf den Bereich des Zähl- und Messwesens sind eventuell aus dem Bereich der Festlegung von Vertragsinhalten (Standardangebotsverfahren) oder Vorgaben zur Abwicklung von Lieferantenwechselprozessen zu erwarten.

Ferner könnten im Rahmen einer zu entwickelnden Anreizregulierung auch Effizianzanreize im Bereich des Mess- und Zählwesens geschaffen werden, die zu einem verstärkten Einsatz innovativer Messtechnik führen würden. Unter diesem Gesichtspunkt erscheint auch denkbar, dass Netzbetreiber verstärkt dazu übergehen, den Bereich Zähl- und Messwesen an spezialisierte Dienstleister im Weg des „Outsourcing“ abzugeben und damit Effizienzvorteile erzielen. Denkbar sind dabei z.B. Synergieeffekte durch kumulierte Ablesung von Strom-, Gas- und Wärmeverbrauchsählern. Ferner könnten sich durch entsprechende Anbieter und neue Messtechnik auch Impulse auf den effizienten Energieeinsatz ergeben.

Falls eine weitere Liberalisierung beabsichtigt ist, wäre es erforderlich, dass die Verantwortung für das Mess- und Zählwesen auch ohne Zustimmung des Netzbetreibers vom Netznutzer oder Netzanschlussinhaber auf einen Dritten übertragen werden kann.

Entsprechende Modifikationen wären dem Grunde nach auch für die Liberalisierung des Mess- und Zählwesens im Gasnetz (§§ 39 ff. GasNZV-E) denkbar.

12. Unbundling

Die gem. § 7 EnWG-E vorgesehene rechtliche Entflechtung („legal unbundling“) stellt die konsequente Umsetzung der Art. 10, 15 der Richtlinie 2003/54/EG im Strombereich sowie der Art. 9, 13 Richtlinie 2003/55/EG im Gasbereich dar. Von der Möglichkeit der sog. „de-minimis-Regelung“ für Energieversorgungsunternehmen mit weniger als 100.000 Kunden hat der Gesetzgeber in § 7 Abs. 2 EnWG-E Gebrauch gemacht. Im Ergebnis kann diese Entscheidung begrüßt werden, da kleine EVU mit den entsprechenden Pflichten unverhältnismäßig belastet würden. Durch die Klarstellung, dass sowohl unmittelbar als auch mittelbar angeschlossene Kunden bei der Bestimmung der 100.000-Kunden-Grenze Berücksichtigung finden, kann ausgeschlossen werden, dass durch gesellschaftsrechtliche Gestaltungsspielräume eine Zersplitterung in kleinere selbständige Unternehmen zur Umgehung der „Unbundlingpflichten“ erfolgt. Dem selben Ziel dient die Ausweitung auf verbundene Unternehmen i.S.d. § 3 Nr. 38 EnWG-E.

Die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung trifft die Unternehmen gem. § 7 Abs. 3 EnWG-E erst zum 1. Juli 2007. Damit wird erreicht, dass die betroffenen Unternehmen ausreichend Vorlaufzeit haben, um die notwendigen gesellschaftsrechtlichen und sonstigen Umstrukturierungen vorzunehmen.

Die Pflicht zur operationellen und informatorischen Entflechtung gem. §§ 8, 9 EnWG-E besteht hingegen erfreulicherweise mit Inkrafttreten des Gesetzes, wobei gem. § 8 Abs. 6 EnWG-E die Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden wiederum von der Pflicht zur operationellen Entflechtung ausgenommen sind. Für die rechnungsmäßige Entflechtung gem. § 10 EnWG-E sieht § 114 Abs. 2 EnWG-E als Startzeitpunkt das erste vollständige Geschäftsjahr nach Inkrafttreten des Gesetzes vor.

Problematisch erscheint § 10 Abs. 5 EnWG-E, der die Verpflichtung zur Übersendung des Jahresabschlusses dem Auftraggeber auferlegt. Das ist in der Regel nicht das EVU, sondern die Gesellschafter bzw. der Aufsichtsrat (§ 318 Abs. 1 HGB). Einfacher erscheint es, dem Unternehmen die Pflicht zur Übersendung aufzuerlegen. Dies gilt umso mehr, als § 65 Abs. 2 EnWG-E Aufsichtsmaßnahmen lediglich gegen Unternehmen nicht aber gegen deren Organe oder Gesellschafter vorsieht. Darüber hinaus erweckt auch die Begründung zu § 10 EnWG-E den Eindruck, als solle das Unternehmen zur Übersendung des Jahresabschlusses verpflichtet sein.

§ 10 Abs. 5 EnWG-E könnte vor diesem Hintergrund wie folgt neu gefasst werden:

„Das Energieversorgungsunternehmen hat der Regulierungsbehörde“

Insgesamt kann aber die Umsetzung der europarechtlichen Entflechtungsvorschriften in deutsches Recht uneingeschränkt begrüßt werden, da die Entflechtung die

Basis für Transparenz und mehr Wettbewerb im Bereich der leitungsgebunden Energieversorgung darstellt.

Wünschenswert wäre jedoch noch eine Erweiterung der Veröffentlichungs- und Mitteilungspflichten der Unternehmen, um umfassende wettbewerbliche Transparenz zu schaffen. In besonderem Maße betrifft dies die Umsetzung der Unbundling-Vorschriften im Wege von Pacht- und Dienstleistungsmodellen. Hier müssen die Offenlegungspflichten auch der verpachtenden oder dienstleistenden Unternehmen erweitert werden, um die Regulierungsbehörde in die Lage zu versetzen, ihren Aufgaben effizient nachzukommen.

13. Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Es ist positiv zu bewerten, dass das im Gesetz und den Verordnungen verankerte Regulierungsregime der Behörde ein breites Spektrum an Handlungsmöglichkeiten bietet. Insbesondere die Eröffnung weitgehender ex-ante Befugnisse dient der Handlungsfähigkeit der Regulierungsbehörde, da sie auf diese Weise aktiv gestaltend tätig werden kann. Beispiele für eine mögliche Erweiterung der Befugnisse sind bereits oben unter Punkt 4. Ex-ante / ex-post Aufsicht (Erweiterung der Festlegungsbefugnisse der Regulierungsbehörde) genannt worden.

In diesem Zusammenhang ist zu begrüßen, dass § 30 Abs.2 Satz 1 EnWG-E als Sanktion rechtswidrigen Verhaltens nicht nur die Untersagung, sondern auch die Anordnung von Maßnahmen ermöglicht. Dadurch wird die Entscheidungsmöglichkeit der Regulierungsbehörde in der Weise erweitert, dass ihr flexible Sanktionsmöglichkeiten an die Hand gegeben werden, um einem festgestellten Missbrauch abzuwehren.

Positiv zu bewerten ist ebenfalls die Befugnis der Regulierungsbehörde, rechtswidriges Verhalten von Unternehmen mit einer Vorteilsabschöpfung gemäß § 33 EnWG-E sanktionieren zu können. Durch die damit verbundenen wirtschaftlichen Einbußen ist eine verstärkte Abschreckung zu erwarten. Auch die Ausweitung der Vorteilsabschöpfung auf Verbände und Einrichtungen nach § 34 EnWG-E eröffnet den einschlägigen Interessenverbänden ausnahmsweise die Möglichkeit, die notwendigen Schritte zur Sanktionierung rechtswidrigen Verhaltens zu unternehmen. Diese Regelung bietet einen zusätzlichen Schutz durch die Erhöhung der Wahrscheinlichkeit, dass sich rechtswidriges Verhalten wirtschaftlich nicht lohnt.

Für die Arbeit der Regulierungsbehörde von großer Bedeutung ist auch die ihr in § 72 EnWG-E eröffnete Möglichkeit, vorläufige Anordnungen bis zur endgültigen Entscheidung zu treffen, und die Regelung des § 76 EnWG-E, wonach Beschwerden gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörde grundsätzlich keine aufschiebende Wirkung haben. Durch das grundsätzliche Entfallen des Suspensiveffekts einer Beschwerde gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörde werden diese gestärkt.

§ 57 EnWG-E regelt die Übermittlung von Informationen im Rahmen der Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten und mit der Europäischen Kommission. Hier sollte zur Vermeidung von Unsicherheiten gesetzlich klargestellt werden, worin der Unterschied zwischen „nicht öffentlich zugänglichen Informationen“ i.S.d. § 57 Abs.1 S.1 EnWG-E und den

„vertraulichen Angaben, einschließlich Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen“ i.S.d. § 57 Abs.1 Satz 2 EnWG-E besteht.

Um die Erfüllung der europarechtlichen Verpflichtung zur transparenten Zusammenarbeit aus der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2003/54/EG und der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie 2003/55/EG nicht ausschließlich der Zustimmung der betroffenen Unternehmen zu überlassen, sollte § 57 Abs.1 Satz 2 EnWG-E wie folgt geändert werden:

„Vertrauliche Angaben, einschließlich Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, dürfen nur nach Anhörung des Unternehmens übermittelt werden, das diese Angaben vorgelegt hat.“

14. Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnung

Aus Sicht der Regulierungsbehörde sind alle wesentlichen Vorgaben im Gesetz selbst niederzulegen und die methodischen Regelungen in den Verordnungen zu reduzieren. Die derzeit in den Verordnungen vorgesehenen Festlegungsbefugnisse der Regulierungsbehörde sollten direkt im Gesetz verankert werden und ihr schon dort die notwendigen Handlungsspielräume für eine sachgerechte Regulierung eingeräumt werden. Im Hinblick auf die zahlreichen Verordnungsermächtigungen ist auch zu beachten, dass diese den Vorgaben des Art. 80 Abs.1 Satz 2 GG entsprechen müssen, wonach die wesentlichen Grundzüge in das Gesetz selbst aufzunehmen sind und nicht in untergesetzliche Rechtsnormen verlagert werden dürfen. Darüber hinaus müssen sich sämtliche in Rechtsverordnungen enthaltenen Regelungen an den gesetzlichen Vorgaben messen lassen und beinhalten damit immer die latente Gefahr wegen der Unvereinbarkeit mit höherrangigem Recht einer gerichtlichen Überprüfung nicht standzuhalten.

Die Regulierungsbehörde hält es darüber hinaus für sachdienlich, die Regulierung nicht durch starre Vorgaben des Ordnungsgebers auszugestalten, da auf diese Weise die Möglichkeit, marktgerechte und flexible Einzelfalllösungen zur Behebung von Wettbewerbshemmnissen zu finden, eingeschränkt wird. Insbesondere die zahlreichen Verordnungsermächtigungen des § 24 EnWG-E und der §§ 17 Abs.3, 18 Abs.3 EnWG-E lassen eine weitgehende Normierung der Methoden durch den Ordnungsgeber befürchten.

Eine solche Regulierung durch den Ordnungsgeber verschenkt nicht nur die Flexibilität behördlicher Regulierung, sondern läuft auch dem im Telekommunikationsmarkt bewährten Ziel zuwider, die Regulierung zu entpolitisieren. Die Regulierung durch den Ordnungsgeber hält Detailfragen dauernd auf der politischen Agenda, da zwangsläufig immer wieder der Ruf nach dem Ordnungsgeber laut werden muss, sobald die Ergebnisse einen der Beteiligten nicht zufrieden stellen.

Demgegenüber liegen gute Erfahrungen mit dem TKG vor, welches die Regulierung als administrative Aufgabe begreift und darauf verzichtet, einzelne Methoden oder methodische Fragen in detailreichen Rechtsverordnungen zu regeln. Der Telekommunikationsgesetzgeber hat jüngst mit gutem Grund den umgekehrten Weg beschritten und mit dem neuen TKG auf bisher vorgesehene Verordnungen verzichtet. Darüber hinaus sind zentrale Fragen des Ob und des Wie einer Regulierung in die Hand der Behörde gelegt worden, welche diese nach aus-

führlichen Ermittlungs- und Konsultationsverfahren festzulegen hat. Die inhaltliche Steuerung der Regulierung erfolgt durch entsprechende abstrakte Vorgaben des Gesetzes, die Verwendung entsprechender Fachbegriffe (z.B. Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung, Price-Cap-Verfahren, Betreibervorauswahl) und ausführlicher Regelung der von der Behörde im Rahmen von Abwägungsentscheidungen zu beachtenden Gesichtspunkte.

Weder die Rechtssicherheit noch das im Kern berechnete Anliegen, grundsätzliche und politisch zu bewertende Fragen auch von politisch verantwortlichen Organen entscheiden zu lassen, erfordern eine Detailregulierung durch den Ordnungsgeber. Zum einen ist nicht jede Frage, deren Entscheidung für einen Betroffenen große wirtschaftliche Bedeutung hat, damit schon eine politisch zu entscheidende Frage. Zum anderen sollten politische Entscheidungen durch den Gesetzgeber, also durch das Gesetz selbst getroffen werden. Die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben für die Regulierung sollte dann aber mittels entsprechend flexibler Instrumente der Behörde an die Hand gegeben werden.

Bedenklich ist auch die Tendenz, Verordnungsermächtigungen nicht dem Fachressort, sondern der Bundesregierung zu erteilen und diese an die Zustimmung sowohl des Bundesrates als auch des Bundestages zu koppeln. Soweit sich darin der Wunsch nach entsprechender Einflußnahme widerspiegelt, sollte diese dann konsequenterweise unmittelbar durch den Gesetzgeber erfolgen. Wo eine gesetzliche Regelung nicht opportun ist, ist eine Festlegung durch den Regulierer grundsätzlich vorzuzugewürdigt. Angelegenheiten, die der Ordnungsgeber entscheiden soll, muss dieser dann aber auch hinreichend flexibel und zügig handhaben können. Verordnungen, die an die Mitwirkung sämtlicher Gesetzgebungsorgane gekoppelt sind, kombinieren demgegenüber die Nachteile einer Verordnung (mangelnde Rechtssicherheit) mit dem Aufwand eines Gesetzgebungsverfahrens ohne dessen Vermittlungsmöglichkeiten zu eröffnen.

Block 2: Themenschwerpunkt Strom

1. Kalkulation der Netznutzungsentgelte

Im EnWG-E wird die Grundsatzentscheidung für eine kostenbasierte Ermittlung der Netzentgelte getroffen. Der umstrittene Begriff der „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ erscheint im Zusammenspiel mit dem Vergleichskriterium eines „effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ aus Sicht der Regulierungsbehörde als tragfähig, um am Effizienzmaßstab orientierte Netzkosten zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten zu ermitteln. Durch den neuen Kontext, in dem der Begriff der „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ in § 21 Abs. 2 EnWG-E und § 4 Abs. 1 StromNEV-E gebraucht wird, ist eine Interpretation eröffnet, die nicht an der BTO/Elt orientiert ist. Die Komplexität der Regelung bietet jedoch erheblichen Streitstoff und führt zu einem Mangel an Planungssicherheit für die Regulierungsbehörde und die betroffenen Unternehmen.

Problematisch erscheint die verbindliche Festschreibung der Nettosubstanzerhaltung als ausschließliche Kalkulationsmethode in § 21 Abs. 2 EnWG-E. Eine auch zukünftig bindende Festlegung auf diese Methode wird der Arbeit der Regulierungsbehörde nicht gerecht, indem andere Kalkulationsmethoden, die wettbewerbsnähere Ergebnisse ermöglichen, ausgeschlossen werden. Die ebenfalls

diskussionswürdige Methode der Realkapitalerhaltung bietet zu gegebener Zeit unter Umständen den Vorteil, der einfacheren Handhabbarkeit und entspricht damit eher dem Leitbild einer „schlanken“ Regulierung.

Weitere Details zur Kalkulation der Netznutzungsentgelte finden sich im Entwurf der StromNEV.

Die Vorgaben für die Bemessung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sind in § 7 StromNEV-E umfänglich geregelt. Hierbei ist anzumerken, dass die Position „Bilanzwerte der Finanzanlagen“ gem. § 7 Abs. 1 Ziff. 3 StromNEV-E nicht notwendigerweise dem Netzbetrieb zuzuordnen ist und damit an sich nicht uneingeschränkt als Eigenkapitalkomponente berücksichtigt werden sollte. Zuzustimmen ist hingegen der Begrenzung der anzusetzenden Eigenkapitalquote auf maximal 40 % gem. § 7 Abs. 3 S. 2 StromNEV-E. Die Schaffung einer überhöhten Eigenkapitalbasis ist damit unter dem Blickwinkel der Erhöhung der kalkulatorischen Kosten nicht attraktiv. Insoweit wird durch die Regelung die grundsätzlich gewünschte Wettbewerbsanalogie gefördert.

Die turnusmäßige Festlegung des EK-Zinssatzes gem. § 7 Abs. 5 StromNEV-E ist zu begrüßen. Positiv zu bewerten ist die Befugnis der Regulierungsbehörde, den Wagniszuschlag festzulegen. Die Umstände, die die Regulierungsbehörde bei der Ermittlung des Wagniszuschlages zu berücksichtigen hat, erscheinen sachgerecht, wobei die Formulierung des § 7 Abs. 4 Nr. 3 StromNEV-E den Verdacht eines Zirkelbezuges weckt. Gegebenenfalls könnte hier zur Klarstellung nach dem Sinn und Zweck der Vorschrift auf beobachtete und quantifizierbare „Mengen- und Preisrisiken“ abgestellt werden. Erfreulich ist, dass durch die „insbesondere-Formulierung“ des § 7 Abs. 4 StromNEV-E kein starre Festlegung der anzuwendenden Kriterien erfolgt, sondern ein weiter Beurteilungsspielraum für die Regulierungsbehörde eröffnet wird.

Ausdrücklich zu begrüßen ist – im Rahmen der kostenbasierten Entgeltbestimmung- die Aufnahme der Pflicht zur periodenübergreifenden Saldierung in § 11 StromNEV-E. Dadurch wird eine Korrektur eventueller Differenzen zwischen geplanten und tatsächlich realisierten Erlösen erreicht. Positive oder negative Erlösabweichungen von den Planzahlen werden damit in der folgenden Kalkulationsperiode berücksichtigt. Damit ergibt sich für die Netzbetreiber kein Anreiz, durch unzutreffende Planungen Ergebnisvorteile zu erzielen.

Um die Ergebnisse der Saldierung für die Regulierungsbehörde nachvollziehbar und transparent zu machen, sollten die Netzbetreiber verpflichtet sein, den Stand der Salden mitzuteilen.

Ungeachtet der positiven Bewertung der periodenübergreifenden Saldierung im Rahmen einer kostenbasierten Entgeltkalkulation bedarf die Regelung einer klarstellenden Öffnungsklausel für den Fall der Implementierung eines Systems der Anreizregulierung. Da zu deren Kerngedanken der Anreiz für das Unternehmen gehört, Effizienzsteigerungen zu erreichen, um den daraus resultierenden Zusatzgewinn behalten zu dürfen, können die daraus resultierenden kostenüberschreitenden Erlöse nicht gleichzeitig im nächsten Rechnungsjahr als Abzugsposten in Ansatz gebracht werden.

Um eine Implementierung eines Systems der Anreizregulierung ohne erneutes Tätigwerden des Gesetz- oder Ver-

ordnungsgebers zu ermöglichen, sollte eine allgemeine Öffnungsklausel insgesamt klarstellen, dass Entgelte, die im Rahmen der Anreizregulierung den Vorgaben der RegTP entsprechen, nicht auch noch den Kalkulationsvorgaben der StromNEV genügen müssen.

2. Stromhandel

Wesentliche Voraussetzung für einen funktionsfähigen **nationalen Stromhandel** sind transaktions-unabhängige Netznutzungsentgelte, wie in §§ 24 EnWG-E, 15 Abs. 1 S. 1 StromNEV-E verankert. Generell wirken sich auf den Stromhandel alle Regelungen positiv aus, die die Transparenz erhöhen und zur Standardisierung und Vereinfachung beitragen. Insbesondere durch die im Entwurf der StromNZV verankerte Möglichkeit der Festlegung von Standardangeboten für die Netznutzungs-, Lieferantenrahmen- und Bilanzkreisverträge durch die Regulierungsbehörde gemäß § 28 StromNZV-E ist daher eine Beschleunigung und Vereinfachung der Abwicklung von Transaktionen im Stromhandel zu erwarten. Eine weitere positiv hervorzuhebende Regelung sind die in § 17 StromNZV-E festgehaltenen Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber, da sie das Informationsniveau der unterschiedlichen Marktakteure angleichen.

Eine Absenkung der Kosten des Bilanzausgleichs für die Marktteilnehmer, ist durch die Nutzung der in § 5 Abs. 2 StromNZV-E festgelegten Möglichkeit der Anpassung des Fahrplans mit einem Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden am selben Tag innerhalb der Regelzonen und regelzonenübergreifend und somit der Möglichkeit des untertäglichen Handels zu erwarten. Diese Regelungen sind eine deutliche Verbesserung gegenüber bisherigen Festlegungen in der VV II plus.

Den **grenzüberschreitenden Stromhandel** betreffend, ergibt sich aus § 56 EnWG-E die Ermächtigung der Regulierungsbehörde, die ihr nach der EU-Stromhandelsverordnung (VO 1228/2003) zugewiesenen Aufgaben wahrzunehmen. Dazu hat die Regulierungsbehörde die Befugnisse, die ihr aufgrund der Verordnung und bei Anwendung des EnWG zustehen (§ 56 Satz 2 EnWG-E). Zur Konkretisierung der Befugnisse der Regulierungsbehörde könnte folgender neuer Satz 3 eingefügt werden:

„Insbesondere kann die Regulierungsbehörde die zur Erfüllung dieser Aufgaben notwendigen Informationen von den Betreibern von Übertragungsnetzen einfordern.“

3. Grundversorger/Ersatzversorger

Insgesamt gelungene Regelungen enthalten die §§ 36 ff. EnWG-E betreffend die Energielieferung an Letztverbraucher. § 36 EnWG-E statuiert –wie § 10 EnWG 1998- die Pflicht des Grundversorgers zur Versorgung, soweit diese zumutbar ist. Die Grundversorgungspflicht ist nunmehr auf Haushaltskunden (Def.: § 3 Nr. 22 EnWG-E) beschränkt. Nach § 36 Abs. 2 EnWG-E bestimmt sich der Grundversorger nach der Zahl der Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung. Grundversorger ist demnach derjenige Versorger, der die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert. Probleme bei der Bestimmung des Grundversorgers können sich allenfalls in „umkämpften“ Gebieten ergeben. In den meisten Gebieten dürfte zur Zeit hingegen eine eindeutige Bestimmung problemlos möglich sein. Für die Durchführung des Ver-

fahrens zur Bestimmung des Grundversorgers sind die jeweiligen Länderbehörden zuständig. Diese Regelung erscheint folgerichtig, da eine zentrale bundeseinheitliche Zuständigkeit nicht erforderlich ist. § 38 EnWG-E regelt dann die Ersatzversorgung mit Energie. Hierunter sind diejenigen Lieferverhältnisse zu fassen, die sich außerhalb eines Liefervertrages befinden. Abweichend von der Rechtslage nach EnWG 1998 wird nunmehr ein gesetzliches Schuldverhältnis zwischen dem Grundversorger i.S.d. des § 36 EnWG-E und dem Letztverbraucher angenommen. Hierdurch wird Rechtssicherheit geschaffen.

4. Regelenergie

Die §§ 22 bis 24 EnWG-E und §§ 6 ff. StromNZV-E beinhalten Regelungen zur Beschaffung bzw. Erbringung von Ausgleichs- und Regelenergie, die zu mehr Transparenz und Effizienz auf dem Markt für Regelenergie und damit zu zunehmendem Wettbewerb führen sollen. Dies ist im Rahmen der Netzentgeltregulierung von großer Bedeutung, da die Regelenergie als Systemdienstleistung der Übertragungsnetzbetreiber einen großen Teil der Übertragungsnetzentgelte ausmacht und ein erhebliches Potential für wettbewerbsverzerrende Quersubventionierung bietet.

Daher ist die Ausschreibung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber über eine gemeinsame Internetplattform und die Verpflichtung zur Zusammenarbeit nach § 22 Abs.2 Satz 2 und 4 EnWG-E als erster Schritt zu begrüßen, um den Aufwand für Regelenergie zu senken. Diese Vorgaben dienen der Vereinheitlichung der den Anbietern von Regelenergie vorgegebenen Präqualifikationsanforderungen und sollen zur weiteren Verbesserung der Transparenz und des Wettbewerbs und damit zu niedrigeren Preisen führen.

Aus Sicht der Regulierungsbehörde wäre ein gesetzlicher Prüfauftrag hinsichtlich der Rahmenbedingungen eines wirtschaftlichen Einsatzes von Regelenergie denkbar. Dabei sollte die Machbarkeit der Regelzonenzusammenlegung Berücksichtigung finden, um die kostspielige Vorhaltung und den Einsatz von Regelenergie auf das absolut erforderliche Minimum zu reduzieren. Neben einer technischen Zusammenlegung, wie sie im Rahmen der Unternehmensfusionen der letzten Jahre vollzogen wurde, sollten insbesondere Vor- und Zwischenstufen geprüft werden. Beispielhaft sind die Koordination des Regelenergieabrufs zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und die Zusammenfassung der Ausschreibungsmärkte zu nennen. Ebenfalls erwägenswert ist die Aufnahme der Stundenreserve als weitere Regelenergieart durch Erwähnung in den entsprechenden Normen des StromNZV-E. Vor dem Hintergrund steigender Windenergieeinspeisungen sollte auf diese günstige Beschaffungsoption nicht verzichtet werden.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Vorbehalt der „technischen Möglichkeit“ in § 22 Abs.2 Satz 1 EnWG-E zu einer Umgehung der Vereinheitlichungspflicht der Präqualifikationsanforderungen durch die Übertragungsnetzbetreiber führen könnte. Daher sollte dieser Passus zumindest so formuliert werden, dass eine Beweislastumkehr den Übertragungsnetzbetreibern die Darlegung der technischen Unmöglichkeit auferlegt:

„..., soweit sie nicht den Nachweis der technischen Unmöglichkeit erbringen, von den Betreibern von Übertragungsnetzen zu vereinheitlichen sind.“

In diesem Zusammenhang wäre es wünschenswert, dass für die Einrichtung der gemeinsamen Internetplattform zur Ausschreibung von Regelenergie eine kürzere als die in § 118 Abs.1 EnWG-E gewählte Übergangsfrist von sechs Monaten nach Inkrafttreten des EnWG und der StromNZV vorgesehen werden soll.

Es ist außerdem fraglich, ob der in § 7 StromNZV-E vorgeschriebene Einsatz der Regelenergie „entsprechend den Ausschreibungsergebnissen auf Basis regelzonenspezifischer Angebotskurven“ nicht zu einem Wertungswiderspruch zu der in § 22 Abs.2 EnWG-E festgelegten Vereinheitlichungs- und Zusammenarbeitspflicht führt.

§ 8 Abs.1 Satz 2 StromNZV-E statuiert die sogenannte „pay as bid-Methode“, nach der die gelieferte Regelenergie zu dem jeweils angebotenen Preis vergütet wird. Da aber auch alternative Abrechnungsmethoden (z.B. „market-clearing-price“) denkbar sind, sollte in der Verordnung keine Festlegung auf eine bestimmte Methode erfolgen, sondern eine Festlegungsbefugnis zugunsten der Regulierungsbehörde vorgesehen werden, die dann nach entsprechender Prüfung die anzuwendende Abrechnungsmethode bestimmt.

Es ist als positiv zu bewerten, dass § 27 Abs.1 Nr.2 StromNZV-E nunmehr der Regulierungsbehörde die Befugnis eröffnet, Festlegungen zur Ausschreibung von Regelenergie zutreffen und gleichzeitig zur Förderung des Wettbewerbs einheitliche, kurze Ausschreibungszeiträume ermöglicht und damit auf eine Quotierung verzichtet. Um eine Überprüfung des Ausschreibungsverfahrens möglich zu machen, muss die Behörde über den bisherigen Kanon hinaus auch befugt sein, die ihr zu Prüfungszwecken mitzuteilenden Informationen festzulegen, ohne dazu jeweils auf individuelle Auskunftersuchen zurückzugreifen. Diese Informationen sollten auch - in anonymisierter Form - zur Veröffentlichung vorgesehen werden, um die Markttransparenz zu erhöhen und damit zu einer höheren Liquidität und niedrigeren Preisen beizutragen.

5. Dezentrale Einspeisung/Vermiedene Netznutzungsentgelte

Für Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen ist gem. § 18 StromNEV-E die Vergütung vermiedener Netznutzungsentgelte vorgesehen. Die nunmehr ausführlich geregelten Vorgaben für die Bestimmung der Entgelte sind zu begrüßen. Langfristig kann durch eine dezentrale Erzeugungsstruktur der Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzstrukturen vermieden werden.

7. Arealnetze

Arealnetzbetreiber installieren vornehmlich im Bereich von Neubaugrundstücken und Gewerbegebieten Stromverteilnetze, indem sie sich an das Mittelspannungsnetz des örtlichen Netzbetreibers anschließen und die durch die vermiedene Nutzung der Verteilnetzebene gesparten Kosten zum Teil an den Kunden weitergeben oder diese Netze durch eigene Stromerzeugung bespeisen.

Auf der einen Seite sorgen neue Arealnetze für Investitionen im Netzbereich und für zunächst sinkende Kosten der angeschlossenen Kunden. Auf der anderen Seite lässt die Geschäftsidee der Arealnetzbetreiber vermuten, dass aufgrund der von vornherein begrenzten Ausmaße des Netzes und ihrer alternativen Ausgestaltung keine Impulse zur Entstehung zusätzlicher Netzstrukturen von ihnen

ausgehen. Außerdem kann der Ausbau von Arealnetzen und das Abwerben zumeist guter Kunden zur Erhöhung der Entgelte der im Versorgungsgebiet etablierten Verteilnetzbetreiber führen.

Konsequenterweise sollten daher die Betreiber von Arealnetzen auch den gleichen gesetzlichen Pflichten wie konkurrierende Verteilnetzbetreiber unterworfen sein. Demnach ist die Forderung des Bundesrates, § 3 Nr.17 EnWG-E so umzugestalten, dass für Arealnetzbetreiber eine Ausnahme von den Regulierungsvorschriften möglich wird, abzulehnen.

Nach der Legaldefinition des § 3 Nr.17 EnWG-E sind als Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung die Netze zu verstehen, die „grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offen stehen“ soweit sie nicht „von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender Letztverbraucher ausgelegt sind.“ Danach sind Arealnetze zumeist als Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung mit den entsprechenden Verpflichtungen des EnWG-E anzusehen. Denn es handelt sich dabei vornehmlich um sog. Flächenareale, bei denen der Kreis der potentiellen Letztverbraucher zwar in räumlicher Hinsicht feststeht, nicht aber wer konkret Letztverbraucher sein wird. Diese Definition sollte aus Sicht der Regulierungsbehörde beibehalten werden.

Die in § 19 Abs. 4 StromNEV-E vorgesehene Regelung zur Abweichung von der einheitlichen Ermittlung der Netznutzungsentgelten bei Sonderformen der Netznutzung ist inhaltlich der Arealnetzproblematik eng verwandt und grundsätzlich zu begrüßen. Problematisch erscheint jedoch, dass die Ausgestaltung als Einzelfallgenehmigung zu einem erheblichen Verwaltungsaufwand führen könnte. Insoweit erscheint es sinnvoll, die inhaltlichen Punkte beizubehalten, diese jedoch zum Gegenstand einer allgemeinen Festlegungsbefugnis zu machen.

8. Stromkennzeichnung

§ 42 EnWG-E enthält neue Regelungen zur Stromkennzeichnung und Transparenz der Stromrechnungen. Dies führt zu einer verbraucherfreundlichen, einheitlichen Gestaltung der Rechnungen, die dem Verbraucher die Möglichkeit eröffnet die Wahl seines Stromversorgers von z.B. ökologischen Kriterien abhängig zu machen. Auch die umfassende Information der Verbraucher stellt einen wichtigen Aspekt im Rahmen des Wettbewerbs dar.

Insbesondere die Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen aus § 42 Abs.6 EnWG-E, die Entgelte für den Netzzugang gesondert auszuweisen, wird von der Regulierungsbehörde als wichtiger Schritt in Richtung Transparenz der Zusammensetzung des Strompreises, über die in der Öffentlichkeit häufig große Unklarheit herrscht, angesehen.

9. Anschlusspflicht bei KWK-Anlagen

Es ist positiv zu bewerten, dass nach § 18 Abs.2 Satz 3 EnWG-E die allgemeine Anschlusspflicht für Letztverbraucher nach § 18 Abs.1 EnWG-E auch für die Tarifabnehmer gilt, die die Deckung des Eigenbedarfs aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung bis 50 Kilowatt elektrischer Leistung und aus erneuerbaren Energien durchführen. Mit der Ausdehnung der Anschlusspflicht auf Betreiber kleiner KWK-Anlagen wird ein Beitrag zur dezentralen Erzeugung und zur Förderung umweltfreundlicher Stromerzeugung geleistet.

10. Schiedsstelle für Streitigkeiten betr. EEG-Umlage und Anschluss von EEG-Anlagen

Die Regulierungsbehörde hält die ihr nach § 19 a EEG-E zugedachten Zuständigkeiten bei der Kontrolle der Vorschrift zur EEG-Umlage nach § 5 Abs.2 EEG-E und dem Anschluss von EEG-Anlagen nach § 13 EEG-E für sachgerecht.

Die Anschlusspflicht des § 13 EEG-E korrespondiert mit den §§ 17 f. EnWG-E und fügt sich damit in die Kompetenzen der Regulierungsbehörde ein. Der vorhandene Sachverstand der Behörde kann damit zur Vermeidung zivilrechtlicher Auseinandersetzungen beitragen.

Nach § 5 Abs.1 EEG sind die Netzbetreiber verpflichtet, den ausschließlich aus Erneuerbare-Energien-Anlagen gewonnenen Strom abzunehmen und nach §§ 6 bis 12 EEG zu vergüten. In einem zweiten Schritt ist der vorgelegte Übertragungsnetzbetreiber dem Netzbetreiber gemäß § 5 Abs.2 EEG zur entsprechenden Vergütung der zuvor vom Netzbetreiber abgenommenen Energiemenge unter Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte verpflichtet. Die bundesweite Ausgleichsregelung nach § 14 Abs.1 und Abs.2 EEG sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber untereinander zunächst vorläufig und dann einmal im Jahr endgültig die gemäß § 5 Abs.2 EEG vergüteten Energiemengen zu erfassen und untereinander auszugleichen haben, so dass die abgenommene und vergüteten Energiemengen schließlich einem Durchschnittswert entspricht. In einem letzten Schritt sind § 14 Abs.3 EEG zufolge die Strom an Letztkunden liefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur anteiligen Stromabnahme und Vergütung verpflichtet.

In den Vorschriften der §§ 14 ff. EEG sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass die Wälzung der nach dem EEG entstehenden Kosten keinen Eingang in die Kalkulation der Netznutzungsentgelte findet.

Gemäß § 19 a Abs.1 EEG-E ist die Regulierungsbehörde mit der Überwachung des § 5 Abs.2 EEG und damit nur eines Teils des Wälzungsmechanismus betraut. Zur Verbesserung der Transparenz und zur Vermeidung möglicher Diskriminierungen bei der Kostenwälzung wäre eine Kontrolle des kompletten Ausgleichssystems durch die Regulierungsbehörde sinnvoll.

Block 3: Themenschwerpunkt Gas

1. Zugang zu den Gasnetzen (Entry-Exit-Modell)

Mit der auf Grund des § 24 S. 1 i.V.m. S. 2 Nr. 1, 2, 3, S. 3 sowie des §§ 25, 28 und 29 Abs. 3 EnWG-E geplanten Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV-E) soll als Grundmodell für den Gasnetzzugang ein entry / exit-System auf Vertragsbasis eingeführt werden.

Ausdrücklich begrüßt wird im Rahmen der Einführung eines entry / exit Systems die grundsätzliche Möglichkeit der Transportkunden, frei zuordenbare Ein- und Ausspeisekapazitäten zu buchen und diese ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen. Von besonderer Wichtigkeit dabei ist, dass die Zuordnung eines Einspeise- zu einem Ausspeisepunktes durch den Händler nachträglich nicht mehr durch den Netzbetreiber geprüft wird (§ 4 Abs. 3 GasNZV-E, Referentenentwurf Stand: 14.10.2004). Dadurch wird eine für den Handel mit Erdgas wesentliche Flexibilität geschaffen, die es prinzipiell ermöglicht, innerhalb einer Regelzone durch die Buchung einer Ein-

speisekapazität jeden beliebigen Ausspeisepunkt in der Regelzone zu erreichen.

Hingenommen werden kann dabei in der frühen Phase der Einführung eines entry / exit Systems die Beschränkung der einzelnen Regelzonen auf die eigentumsrechtlichen Grenzen der Fern- und Regionalleitungsnetze. Dies gilt gerade unter dem Aspekt der in der Verordnung angelegten Verpflichtung der Netzbetreiber zur verstärkten Kooperation, wie sie beispielsweise in § 24 GasNZV-E enthalten ist. Nur über eine solche Zusammenarbeit kann - wie es auch bei den Regelzonen im Elektrizitätsbereich erfolgreich praktiziert wurde - in einem zweiten Schritt eine Zusammenlegung der Regelzonen erreicht und damit letztendlich das Netzzugangssystem entscheidend vereinfacht und der Transaktionsaufwand für Transportkunden und Händler verringert werden.

Die umstrittene Verpflichtung der Netzbetreiber, im Falle eines Mangels an frei zuordenbaren Kapazitäten als wirtschaftlich zumutbare Maßnahme Mindestlastflussgarantien im Wege von vertraglichen Vereinbarungen mit Dritten zu schließen (§ 5 Abs. 1 lit. a GasNZV-E), sollte in der Verordnung unbedingt als vorrangig anzuwendendes Instrument zur Erhöhung solcher Kapazitäten beibehalten werden.

Einer befürchteten Reduzierung der Gesamtkapazität durch ein entry / exit – System mit einer freien Zuordenbarkeit der Kapazitäten ohne nachträgliche Überprüfung durch die Netzbetreiber kann mit Hilfe der Mindestlastflussgarantien und anderer vertraglicher Leistungen Dritter erfolgreich entgegengewirkt werden. Dies zeigt die erfolgreiche Implementierung derartiger Handelsinstrumente im BEB-System.

Gerade weil diesen vertraglichen Leistungen Dritter im Hinblick auf die Anzahl der vom Netzbetreiber ausweisbaren frei zuordenbaren Kapazitäten eine sehr wichtige Rolle zukommen wird, ist die in § 5 Abs. 9 GasNZV-E vorgesehene Ausnahme vom Regulierungsregime nicht nachvollziehbar. § 5 Abs. 9 S. 2 GasNZV-E ist daher zu streichen.

Zudem sollten die Netzbetreiber zur Sicherung der notwendigen Transparenz verpflichtet werden, die Nachfrage nach Fremdleistungen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

2. Gasspeicher

In § 28 Absatz 1 EnWG-E ist der Zugang zu den Speicheranlagen normiert. Aufgrund der Bedeutung des Speicherzugangs für eine effiziente, flexible und strukturierte Gasbeschaffung ist der Speicherzugang zu angemessenen und nichtdiskriminierenden technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zu ermöglichen. Gerade deshalb ist die mit § 35 Abs. 3 GasNZV-E geschaffene Gestaltungskompetenz der Regulierungsbehörde in Bezug auf den Speicherzugang grundsätzlich zu begrüßen.

Allerdings ist die anfänglich zu befürchtende hohe Anzahl der von den Netzbetreibern gebildeten Netze und Teilnetze für eine Verbesserung der Zugangsbedingungen auf einem einheitlichem Speichermarkt nicht förderlich. Daher erscheint es aus Sicht der Regulierungsbehörde für angebracht, über die Vertragsgestaltung hinaus, im Bedarfsfall nicht nur auf die technischen, sondern auch auf die wirtschaftlichen Bedingungen des Speicher-

zugangs einwirken zu können, um so Angemessenheit und Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten. Diese Kompetenz sollte aufgrund ihrer wesentlichen Bedeutung nicht nur in der Netzzugangsverordnung sondern direkt im EnWG festgeschrieben werden. Aus diesem Grunde ist § 28 Abs. 4 EnWG-E wie folgt neu zu formulieren:

„Die Regulierungsbehörde kann die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen sowie die inhaltliche Gestaltung der Verträge über den Zugang zu den Speicheranlagen regeln.“

Begrüßenswert ist der in § 35 Absatz 2 GasNZV-E durch die Nennung des Systemspeichers aufgenommene netzintegrierte Ansatz bei den Gasspeichern. Denn durch das Angebot eines Systemspeichers gestaltet sich die Nutzung von Netzspeicher und Speicheranlagen wesentlich flexibler. Daher sollte die Vorschrift um eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum Angebot von Systemspeicherdienstleistungen erweitert werden. Es bietet sich an, § 35 Abs. 2 GasNZV-E wie folgt zu formulieren:

„Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, Dienstleistungen anzubieten, die sowohl die Speicherung als auch den Transport und die dafür notwendigen Kapazitäten sowie eine mit der Ausspeicherung zeitgleiche Bereitstellung von Gas beim Kunden einschließen (Systemspeicher). Der Transportkunde kann im Rahmen der verfügbaren Kapazitäten ohne Einschränkung durch Minimalflussanforderungen oder Einspeicherungs- und Ausspeicherungsperioden das Gas an jedem beliebigen Ein- und Ausspeisepunkt im Gasversorgungsnetz des jeweiligen Netzbetreibers ein- und ausspeisen.“

3. Gashandel

In dem Entwurf zur GasNZV ist der primäre und sekundäre Handel mit Ein- und Ausspeisekapazitäten geregelt. Das Ziel, einen ausreichend liquiden und auf den physischen Handel abgestimmten, primären wie sekundären Kapazitätshandel zu schaffen, wird mit dem GasNZV-E nur bedingt erreicht.

Die Verpflichtung der Netzbetreiber, klar definierte, lang- und kurzfristige, feste wie unterbrechbare Kapazitätsprodukte anzubieten (§ 4 Abs. 1, 2 GasNZV-E) sowie die Regelungen beispielsweise zur Kapazitätszuteilung (§ 8 GasNZV-E), zur Portfoliobildung (§ 6 GasNZV-E) oder zum Engpassmanagement (§ 9 GasNZV-E) sind sehr zu begrüßen. Als in der Praxis für nicht ausreichend erweisen wird sich die Regelung in § 5 Abs. 8 GasNZV-E zur Kooperation der Netzbetreiber untereinander mit dem Ziel, in möglichst großem Umfang aufeinander abgestimmte Kapazitätsprodukte anzubieten. Abgestimmte Kapazitätsprodukte müssen gerade vor dem Hintergrund einer großen Anzahl von Regelzonen von den Netzbetreibern unmittelbar verpflichtend angeboten werden. § 5 Abs. 8 S. 2 GasNZV sollte daher lauten:

„Die Netzbetreiber bieten aufeinander abgestimmte Kapazitätsprodukte an.“

Die prinzipielle Möglichkeit des Sekundärhandels mit Kapazitätsrechten gemäß § 13 GasNZV-E ist zu begrüßen, aber auch selbstverständlich. Durch die ausschließliche Möglichkeit eines Kapazitätenhandels unter Nutzung der gemeinsamen Handelsplattform der Netzbetreiber wird der Problematik eines Kapazitätshandels für viele zersplitterte (Teil)-Netze entgegengewirkt und ein

größtmöglichstes Maß an Transparenz und Liquidität geschaffen.

Allerdings könnte die Frist von 18 Monaten bis zur Einführung einer solchen Plattform verkürzt werden. Ausreichend zur Lösung der technischen Probleme dürften gerade unter dem Aspekt der langen Vorlaufzeit der Verordnungsverfahrens 12 Monate sein. Jedenfalls muss der Beginn des Gaswirtschaftsjahres berücksichtigt werden, um einer faktischen Verzögerung des sekundären Kapazitätenhandels um mehr als 18 Monate entgegen zu wirken. Wichtig ist in diesem Zusammenhang die Ermöglichung des Handels über sog. Bulletin Boards der einzelnen Netzbetreiber (§ 13 Abs. 1 GasNZV-E).

Die Regelung des § 13 Abs. 1 S. 5 GasNZV-E ist unverständlich. Eine Befugnis der RegTP zur Festlegung von Vorgaben für eine Standardisierung nach Ablauf der Frist von 18 Monaten macht bei einer einheitlichen Plattform keinen Sinn. Eine Befugnis zur Standardisierung ist in Bezug auf die Zwischenlösung Bulletin Boards nur unmittelbar mit Verabschiedung der Verordnung sinnvoll und auch angebracht. Nur so ist es einem Händler möglich, ohne großen Aufwand in den einzelnen Regelzonen Handel über die Boards zu betreiben. Ebenfalls ist eine Gestaltungsmöglichkeit der RegTP im Verfahren nach § 44 GasNZV-E in Bezug auf die gemeinsame Handelsplattform bereits im Vorfeld und auch nach deren Einrichtung sinnvoll und notwendig.

4. Teilnetzproblematik

Zur Gewährleistung einer ausreichenden Zahl an frei zuordenbaren Kapazitätsrechten ist die Möglichkeit der Netzbetreiber, ihre eigentumsrechtlichen Netze unter bestimmten, eng definierten Umständen weiter zu unterteilen, hinzunehmen. Diesen Anforderungen wird die Regelung in § 5 Abs. 3 – 6 GasNZV-E weitestgehend gerecht. Hervorzuheben ist dabei insbesondere die Ausgestaltung der Teilnetzbildung, insbesondere im Falle dauerhaft begründeter Engpässe als „ultima ratio“ dergestalt, dass die Netzbetreiber vor Teilnetzbildung u.a. vertragliche Optimierungsmöglichkeiten ausschöpfen müssen (Mindestlastflussgarantien).

Aufgrund der Bedeutung der Anzahl der Regelzonen im Hinblick auf eine spürbare Verbesserung der Netzzugangssituation in Deutschland ist die in § 5 Abs. 9 GasNZV-E i.V.m §§ 30 ff EnWG-E vorgesehene ex-post Kontrolle der Regulierungsbehörde nicht ausreichend, um eine Begrenzung der Anzahl der Regelzonen zu gewährleisten und zu kontrollieren. In Folge des Verzichts auf eine Verpflichtung der Netzbetreiber, netzübergreifende Regelzonen zu bilden, muss in Deutschland von der Schaffung ca. 20 - 30 verschiedener (eigentumsrechtlicher) Regelzonen ausgegangen werden. Dabei sind die unterschiedlichen Gasqualitäten, die theoretisch zu einer Verdoppelung dieser Zahl führen können, noch nicht berücksichtigt. Mit der weiteren Unterteilung der Netze in eine Vielzahl von Teilnetzen würde der Transport von Erdgas unter dem Mantel entry / exit doch wieder entfernungsabhängig ausgestaltet werden.

Um zu gewährleisten, dass Teilnetze, wie es auch der Verordnungsentwurf vorsieht, nur als „ultima ratio“ bei einem vom Netzbetreiber begründet dargelegten Mangel an frei zuordenbaren Kapazitäten gebildet werden dürfen, sollte die Regulierungsbehörde die Bildung von Teilnetzen ex-ante überprüfen und genehmigen.

In diesem Zusammenhang sollte die Definition eines dauerhaften Engpasses in § 5 Abs. 5 GasNZV-E, aber dahingehend geändert werden, dass nicht jede noch so geringfügige bauliche Maßnahme zur Engpassbeseitigung als unzumutbar angesehen werden kann. Die Engpassdefinition in § 5 Abs. 5 S. 2 GasNZV-E sollte deswegen wie folgt formuliert werden:

„Ein dauerhafter Engpass liegt vor, wenn für den Gastransport zwischen den auf Grund des Engpasses zu bildenden Teilnetzen keine oder nur in sehr geringem Umfang feste Kapazitäten ausgewiesen werden können und seine Beseitigung wirtschaftlich unzumutbare bauliche Maßnahmen erfordern würde.“

5. Kalkulation der Netzzugangsentgelte

Ein Referentenentwurf zur GasNEV liegt noch nicht vor. Da die Vorstellungen des Ordnungsgebers hinsichtlich des Inhalts der GasNEV noch nicht bekannt sind, muss von einer Stellungnahme abgesehen werden. Im Grundsatz hält die Regulierungsbehörde es auch bei der Regulierung der Entgelte für die Nutzung von Gasnetzen für angebracht, keine Detailregelungen in der Verordnung zu treffen, sondern der Regulierungsbehörde die notwendigen Handlungsspielräume für eine sachgerechte Regulierung einzuräumen. Dadurch würde es der Regulierungsbehörde möglich, die besonderen Verhältnisse des Gasmarktes hinreichend zu berücksichtigen.

6. „Rucksackproblem“

Die grundsätzliche Verpflichtung des alten Lieferanten, seine Kapazitäten im Falle eines Kundenwechsels auf den neuen Lieferanten gemäß § 8 Abs. 7 GasNZV-E zu übertragen, ist für eine erfolgreiche Implementierung eines entry / exit Systems von großer Bedeutung, aber auch ebenso umstritten.

Durch das Rucksackprinzip (auch Erbfallregelung genannt) wird es gerade Newcomern auf dem Lieferantenmarkt möglich sein, neue Kunden zu akquirieren, ohne dem Risiko der Kapazitätsbeschaffung ausgesetzt zu sein. Den berechtigten Einwendungen, dass der neue Lieferant die Kapazitäten womöglich zur Belieferung des Kunden nicht benötigt bzw. der alte Lieferant aufgrund von langfristigen Take-or-Pay Verpflichtungen seine Abnahmegarantien wegen mangelnder Kapazitäten gegenüber dem Vorlieferanten nicht mehr erfüllen kann, sollte grundsätzlich Rechnung getragen werden.

Im Falle von unbedingten Zahlungsverpflichtungen des alten Lieferanten sollte zu Verhinderung von einer Diskriminierung des neuen Lieferanten eine Ausnahme aber nicht schon beim Nachweis derartiger Verpflichtungen möglich sein, sondern nur in dem bereits in der Verordnung vorgesehenen Verfahren nach § 37 GasNZV-E. § 8 Abs. 7 S. 2 GasNZV-E sollte daher wie folgt neu gefasst werden:

„Ausnahmen von S. 1 sind nur nach Maßgabe des § 37 zulässig.“

7. Differenzmengen

Die Regelungen des GasNZV-E bezüglich der Ausgestaltung des Bilanzausgleichs und die der Regulierungsbehörde übertragenen Kompetenzen sind grundsätzlich zu begrüßen. Durch die Vorgabe von exakten Grenzwerten gemäß § 30 Abs. 1 GasNZV-E im Rahmen des standardisierten Lastprofilverfahrens wird eine ausufernde und ko-

stenintensive Ausrüstung von kleineren Gewerbe-Abnehmern mit Leistungszählern verhindert. Eine dem Netzbetreiber gemäß § 30 Abs. 2 GasNZV-E mögliche Festlegung niedriger Grenzwerte sollte aber aufgrund der dadurch verursachten erheblichen Kosten beim Kunden nicht ohne dessen Beteiligung möglich sein. Der § 30 Abs. 2 S. 3 GasNZV-E ist daher wie folgt neu zu fassen:

„Der Netznutzer ist berechtigt, mit dem Netzbetreiber im Einzelfall eine niedrigere Grenze und eine Regelung zur eventuell notwendigen Kostentragung zu vereinbaren.“

Im Rahmen des Ausgleichs von Differenzmengen für Lastprofilkunden gemäß § 30 Abs. 6 GasNZV-E vergütet der Netzbetreiber die benötigten Mehrmengen mit einem Arbeitspreis. Im Fall von Mindermengen, die vom Netzbetreiber ausgeglichen werden, kann der Netzbetreiber dagegen dem Transportkunden einen Arbeits- und einen Leistungspreis in Rechnung stellen. Da der Basisbilanzausgleich gemäß § 14 Abs. 2 Nr. 11 GasNZV-E Bestandteil der Systemdienstleistungen und somit durch die Netznutzungsentgelte abgegolten wird, ist die Berechnung eines zusätzlichen Leistungspreises überflüssig. Außerdem ist bei der Abrechnung der Differenzmengen aus Gründen der Gleichbehandlung und Transparenz eine einheitliche Abrechnung von Mehr- und Mindermengen mit einem identischen Arbeitspreis notwendig. § 30 Abs. 6 S. 2 GasNZV-E muss daher lauten:

„Differenzmengen, die vom Netzbetreiber geliefert werden, stellt der Netzbetreiber mit einem Arbeitspreis den Transportkunden in Rechnung.“

Beim Basisbilanzausgleich (§ 31 Abs.1 GasNZV-E) ist eine Ausweitung des Toleranzbandes von derzeit 10 % auf 15 % bezogen auf die stündliche Leistung sowie eine Anpassung der kumulierten Mengenabweichung von derzeit einer Stundenmenge auf drei Stundenmengen angebracht, um nicht hinter die Regelungen der VV II Gas und die derzeit von BEB und Ruhrgas praktizierten Toleranzgrenzen zurückzufallen.

8. Anpassung an europäische Normen

Die Europäische Kommission hat Ende 2003 einen Verordnungsvorschlag über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen vorgelegt (EU-GasNZV-E), um im Rahmen einer Mindestharmonisierung die verbleibenden Hindernisse für die Vollendung des europäischen Gasbinnenmarkts anzugehen. Die Verordnung soll nach dem Gemeinsamen Standpunkt der Europäischen Parlaments und des Rates vom Juni 2004 zum 1. Juli 2006 in Kraft treten und damit unmittelbar geltendes Recht in allen Mitgliedstaaten werden. Nach dem momentanen Stand des Entwurfs wird eine Anpassung des EnWG im Einzelnen nicht notwendig sein. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass gerade durch das in dem EU-GasNZV-E vorgesehene Komitologieverfahren zum Erlass von speziellen Leitlinien ein fortlaufender Anpassungsprozess jedenfalls der Gasverordnungen notwendig werden könnte. Deswegen ist es im Rahmen der Ermächtigungsgrundlage für den Erlass der GasNZV sowie der GasNEV unbedingt angebracht, diese nicht nur ausreichend weit, sondern auch das Verordnungsgebungsverfahren möglichst einfach zu gestalten (siehe dazu auch Punkt 14), um flexibel auf mögliche Veränderungen reagieren zu können.

9. Biogaseinspeisung

Der zunehmende Anteil von Biogas an dem Gesamtgasbedarf in Deutschland ist grundsätzlich zu begrüßen. Deswegen muss die Einspeisung von Biogas in das Leitungsnetz möglich sein, wenn das Biogas in der notwendigen Qualität und Kompatibilität bereitgestellt werden kann. Möglichkeiten einer Förderung der Biogaseinspeisung sollten darüber hinaus aber nicht im EnWG und seinen Verordnungen geregelt werden, sondern sich nach dem Gesetz für erneuerbare Energien (EEG) bemessen.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1522

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Greenpeace

In unserer Stellungnahme konzentrieren wir uns auf vier Punkte, die wir hier voranstellen. Daran anschließend folgen zu den einzelnen Blöcken des vom Ausschuss vorgeschlagenen Themenkataloges weitere kurze Stellungnahmen.

Vorbemerkung

Deutschland ist für knapp ein Viertel der Treibhausgasemissionen in Europa verantwortlich und damit der größte Treibhausgasverursacher in der EU. Die Energiewirtschaft trägt dabei mit einem Anteil von etwa 40 Prozent zu den Kohlendioxid-Emissionen in Deutschland bei. Kohlendioxid (CO₂) ist der Hauptverursacher für den weltweiten Klimawandel. Deshalb muss es Aufgabe aller Akteure sein, die CO₂-Emissionen in den nächsten Jahrzehnten drastisch zu verringern, um die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen. Schon jetzt entstehen volkswirtschaftliche Schäden in Milliardenhöhe:

- Elbehochwasser 2002: Kosten in Deutschland 9,2 Mrd. Euro
- Dürresommer 2003: Kosten in Europa geschätzt zwischen 10 und 17 Mrd. Euro

Nach jüngsten Prognosen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung könnten sich diese Kosten bis 2050 allein in Deutschland auf bis 137 Mrd. US-Dollar belaufen.

Nur drastische Verringerungen der CO₂-Emissionen können den Klimawandel begrenzen. Deshalb müssen nach Auffassung von Greenpeace alle Gesetze, die Einfluss auf den Faktor Klima haben, so umgestaltet werden, dass sie ihren Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten können.

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz wird die Grundlage für die Ausrichtung der Energiewirtschaft in den nächsten Jahrzehnten festgeschrieben. Langfristige Investitionen, wie der Bau neuer Kraftwerke und der Ausbau des Netzes, werden in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen getroffen, die das Energiewirtschaftsgesetz regelt. In eine zukunftsfähige, dezentrale, sichere, aber auch den Klimaschutz berücksichtigende Energiewirtschaft wird jedoch nur dann investiert, wenn die Rahmenbedingungen dafür stimmen. Dies ist mit dem aktuellen Regierungsentwurf nicht sichergestellt.

Energieeffizienz als Gesetzesziel

Es reicht nicht aus, eine „umweltfreundliche“ Energieversorgung anzustreben. Um dem Klimawandel ernsthaft zu begegnen, muss die zukünftige Energieversorgung mit Elektrizität auch massiv auf eine **Effizienzsteigerung** hinwirken. Die Erhöhung der Energieeffizienz muss daher als Gesetzesziel festgeschrieben werden (Textvorschlag siehe Anhang).

In der EU-Richtlinie 2003/54/EG wird der Nutzen der Energieeffizienz für den Elektrizitätsbinnenmarkt betont.

- In *Artikel 3 Abs. 2* wird den Mitgliedstaaten die Möglichkeit gegeben, Elektrizitätsunternehmen die **Verpflichtung zur Energieeffizienz** und zum Klimaschutz aufzuerlegen.
- In *Artikel 3 Abs. 7* können Mitgliedsstaaten darüber hinaus geeignete Maßnahmen zur Erreichung der Ziele des Umweltschutzes ergreifen, zu welcher auch die Energieeffizienz- /Nachfragesteuerung und Maßnahmen des Klimaschutzes gehören.
- *Artikel 14 Abs. 4* geht soweit, dass die Mitgliedsstaaten den Verteilnetzbetreibern zur Auflage machen können, Strom aus **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen** - die sich bekanntlich durch eine hohe Effizienz auszeichnen - neben Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Abfällen einen **Vorrang einzuräumen**.
- *Artikel 14 Abs. 7* fordert den Verteilnetzbetreiber auf, Energieeffizienz/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, die die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes überflüssig machen könnte.

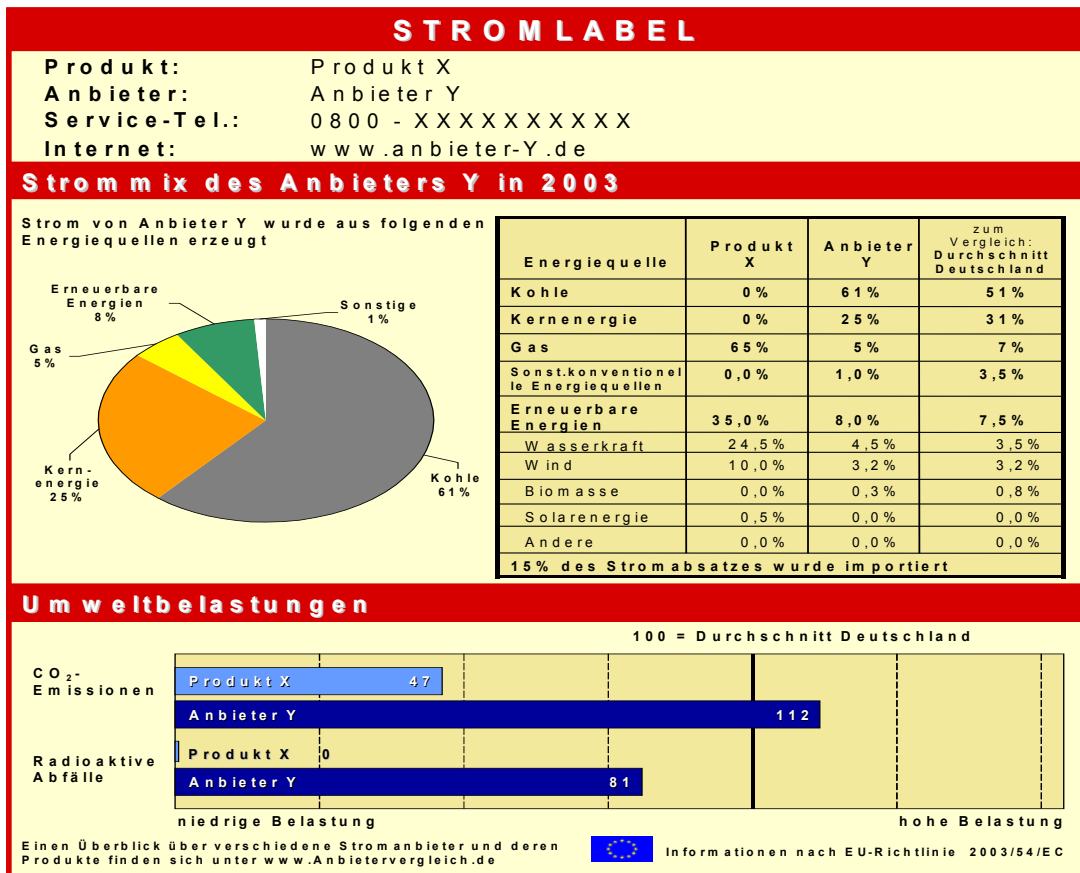
Die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen soll dazu beitragen, den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern, so dass die **verpflichtenden Ziele** zur Reduktion von Treibhausgasen nach dem **Kyoto-Protokoll** erreicht werden können.

2. Einheitliche Stromkennzeichnung

Ziel einer Stromkennzeichnung muss es sein, dem Kunden übersichtlich und verständlich Informationen über **Herstellung, Herkunft und Umweltauswirkungen** des Produktes Strom bereitzustellen. Nur über diese umfassende Auskunft kann der Kunde seine zukünftige **Wahl des Stromversorgers** auch anhand der Qualität des Produktes Strom treffen. Dazu bedarf es aus Sicht von Greenpeace im Gesetz klarer Vorschriften für die Energieversorgungsunternehmen (Textvorschlag siehe Anhang):

- Es muss eine **einheitliche Darstellung** der Informationen gewährleistet sein. Nur durch Standardisierung ist es für den Verbraucher möglich, eine **Vergleichbarkeit** unter den Energieversorgern herzustellen.
- Zentraler Punkt ist die **Bekanntgabe der Stromquellen**. Die Darstellung des Energiemixes sollte in Form einer **übersichtlichen Grafik**, die den individuellen Strommix des einzelnen Energieversorgungsunternehmens wieder gibt, erfolgen. Die Auflistung der einzelnen Energieträger sollte die **Kategorien Atom, Steinkohle, Braunkohle, Gas sowie Sonstige (z.B. Öl)** auf der fossilen Seite, sowie die Erneuerbaren, aufgeteilt nach **Wind, Wasser, Sonne, Biomasse, Geothermie** enthalten. Die Angabe des Energiemixes sollten **in Prozent** erfolgen.

Zwei Beispiele für mögliche Stromkennzeichnungslabel:



STROM-HERKUNFTSNACHWEIS

gemäß EU-Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26.06.2003

1 LIEFERANT

xyz

Dieser Nachweis gilt für die gesamte Strombeschaffung des Lieferanten, die Zusammensetzung einzelner Tarife kann davon abweichen.

Lieferzeitraum: **1.1.2003 - 31.12.2003**

2 STROMQUELLEN

Wasser	59,2 %
Wind	5,7 %
Sonne	1,0 %
Biomasse	0,7 %
EEG-Strom*	5,7 %

Atom	-
Braunkohle	-
Steinkohle	-
Erdgas	27,7 %
Sonstige, z.B. Öl	-

* Anteil an regenerativem Strom, der von jedem Stromanbieter gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) an den Kunden weitergeleitet werden muss.

Herkunftsländer: Deutschland, Österreich

3 UMWELTBELASTUNG

Abfallprodukte bei der Herstellung einer Kilowattstunde (kWh) dieses Stroms:

Radioaktiver Abfall **0,0 Becquerel**

CO₂ Treibhausgas Kohlendioxid **0,2 kg**

Service: Informationen zum Energiesparen und zur Steigerung der Energieeffizienz finden Sie unter
Kostenlose Zusendung auf Anfrage: Tel.

- Strom, dessen Herkunft erzeugungsseitig nicht eindeutig nachvollziehbar ist, sollte in dieser Grafik in einer **eigenen Kategorie „Strom unbekannter Herkunft“** angegeben werden. Die hilfswise Angabe des „Einheits“-Strommixes für das europäischen Verbundnetz der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity, s. Abbildung 1), wie es das Gesetz in der jetzigen Form vorschreibt, täuscht eine Offenheit des Versorgers über

die Stromquellen nur vor. Stromkunden innerhalb des riesigen Verbundnetzes der UCTE zu sagen, dass sie den Durchschnittsmix innerhalb dieses Netzes beziehen, führt zu Gleichmacherei zwischen Stromanbietern. Ziel der Stromkennzeichnung ist jedoch, die Unterschiede zwischen verschiedenen Versorgern für die Kunden transparent zu machen.

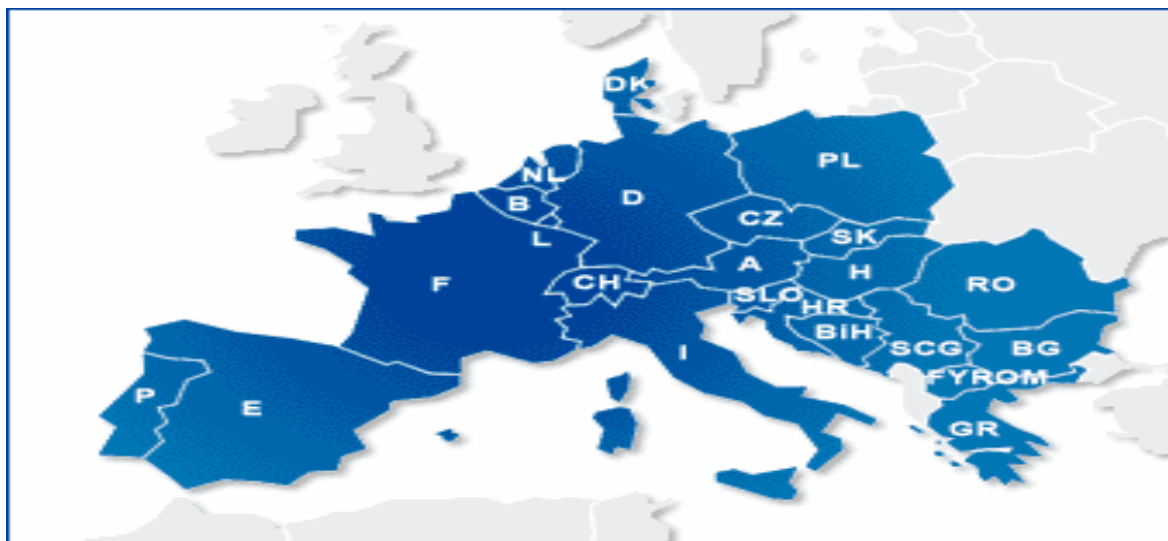


Abbildung 1 : UCTE-Gebiet

- Für den jeweiligen Strommix sind die jeweiligen **Kohlendioxid-Emissionen**, die nach einer standardisierten Methode berechnet werden, in **Gramm pro Kilowattstunde** und für den Anteil aus **Atomstrom** die **Strahlungsmenge**, die für die Erzeugung einer Kilowattstunde Atomstrom anfällt, in der **Maßeinheit Becquerel pro Kilowattstunde** anzugeben. So ist sichergestellt, dass bekannte Maßeinheiten ver-

wendet werden, die eine Einordnung der Umweltauswirkungen für den Letztverbraucher erleichtern.

- Es müssen alle **Herkunftsländer** des Stromeinkaufs angegeben werden. Wird also neben Strom aus deutschen (Atom)-Kraftwerken beispielsweise auch tschechischer oder französischer Atomstrom verkauft, hat der Kunde ein Recht, dies zu erfahren.

- Diese oben aufgeführten Angaben Energiemix, Umweltauswirkungen und die Angaben der Herkunftsländer sollten in allen **Stromversorgungsangeboten, Verträgen und Präsentationen im Internet** und in den **Geschäftsberichten** sowie in den **Rechnungen** an den Kunden verpflichtend vorgeschrieben werden.
- In oder als Anlage zu den Stromrechnungen an den Letztverbraucher soll ein **Vergleich des eigenen Verbrauchs** mit dem eines **effizienten Haushalts** (aufgeteilt nach Verbrauchsklassen) aufgenommen werden.
- Die **Regulierungsbehörde hat sicher zu stellen**, dass die Stromkennzeichnung zutreffend geschieht. Sind die Angaben unzutreffend, so wird die Regulierungsbehörde nach § 65 ff. aktiv.
- Das **Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit** sollte **alle zwei Jahre** dem Deutschen Bundestag über die Zuverlässigkeit und Genauigkeit der von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen bereit gestellten Informationen **Bericht erstatten**. Durch die geforderten Berichte wird für das Parlament erkennbar, ob weitergehende oder **geänderte Verpflichtungen zur Stromkennzeichnung** erlassen werden müssen.

3. Dezentrale Einspeisung/vermiedene Netznutzungsentgelte

Mittel- und langfristig wird eine nachhaltige, sichere, umwelt- und klimaschonende Energieversorgung nur möglich sein, wenn die erforderliche Elektrizität zu einem erheblichen Teil dezentral und gekoppelt mit Wärme erzeugt wird. KWK-Strom hat in Deutschland derzeit einen Anteil an der gesamten Stromerzeugung von ca. 11%. Die Enquêtekommision „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages schätzt in ihrem Endbericht 2002, dass die KWK-Stromerzeugung mittelfristig auf bis zu 70% erhöht werden könnte. Dazu ist es erforderlich,

- dass den Betreibern solcher Anlagen nicht der Anschluss an das Netz verweigert werden kann,
- dass sie Sicherheit hinsichtlich der Zusatz- und Reserveversorgung aus dem Netz haben und somit nicht durch kostenträchtige und komplizierte Verfahren an der Realisierung solcher kleinteiligen Lösungen gehindert werden können.

Gerade die dezentrale Elektrizitätsversorgung, in welcher der erzeugte Strom in Verteilernetze eingespeist wird, sorgt für eine Entlastung der übergeordneten Spannungsebenen und dient durch deren geringere Beanspruchung auch der Versorgungssicherheit. Ein Netzausbau kann unter Umständen sogar vermieden sowie Netzverluste beim Stromtransport verringert werden. Die damit vermiedenen Kosten müssen den Betreibern der dezentralen Anlagen in vollem Umfang vergütet werden. Eine ‚Kann-Bestimmung‘, wie sie im derzeitigen Entwurf des EnWG vorgesehen ist, reicht nicht aus; statt dessen müssen die wesentlichen Daten zur Bestimmung der vermiedenen Netznutzungsentgelte im Gesetz festgelegt werden.

4. Anschlusspflicht bei KWK-Anlagen

Das Gesetz sieht zwar vor, dass Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen angeschlossen werden können. Es enthält aber hinsichtlich der Bedingungen unnötige und sachlich

nicht gerechtfertigte Erschwernisse für den Einsatz solcher dezentraler Erzeugungsanlagen.

Es besteht beispielsweise kein Anlass dafür, in § 18 Abs. 2 die Anschlusspflicht zu allgemeinen Bedingungen auszuschließen, wenn die Anlage zur Deckung des Eigenbedarfs betrieben wird.

Dies Problem wird auch nicht dadurch gelöst, dass die Regelung nicht auf KWK-Anlagen bis zu einer Leistung von 50 KW anwendbar ist. Absatz 2 des Entwurfes führt bisher zur Festschreibung der derzeitigen zentralen Erzeugungsstrukturen. Betreiber von KWK-Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs werden dadurch „bestraft“, dass sie nicht darauf vertrauen können, zu kalkulierbaren Bedingungen auf die allgemeine Versorgung in Niederspannung zurückgreifen zu können. Ein sachlicher Grund für diese Regelung ist nicht erkennbar. Dieser Absatz muss aufgehoben werden.

§ 37 hat vollständig zu entfallen, weil es kein Grund dafür gibt, in einem solchen Fall die Grundversorgungspflicht zu beschränken. Der Betrieb von dezentralen, hocheffizienten KWK-Anlagen entspricht gerade dem Ziel des Gesetzes. Es ist deshalb kein Grund dafür ersichtlich, diese Hindernisse im Gesetz zu belassen.

Darüber hinaus sieht das Gesetz (§17 Abs. 2) vor, dass der Netzbetreiber für die schriftliche Begründung einer Ablehnung eines Netzanschlusses ein Entgelt verlangen kann. Dies ist als weitere Hürde für neue Anbieter abzulehnen. Es ist wenig wahrscheinlich, dass die Netzbetreiber mit unnötigen Anfragen überhäuft werden.

Weitere Kurz-Kommentare

Verteilung der Kompetenz auf Bund und Länder

Die Behörde muss als Bundesbehörde eingerichtet werden. Die Regulierung von über 900 Netzen und noch mehr Akteuren eines liberalisierten Strommarktes in Deutschland kann nicht von 16 Länderbehörden, auch nicht in Arbeitsteilung mit einer Bundesbehörde, sinnvoll bewältigt werden. Die Marktteilnehmer sind auf einheitliche Verfahren und Entscheidungsprinzipien angewiesen. Um rechtssichere Beschlüsse fassen zu können, bedarf es eines konzentrierten Pools von Knowhow und Erfahrung. Hinzu kommt der Umstand, dass einige Netzbetreiber ihre Netze länderübergreifend betreiben. Hierfür wäre eine Abstimmung enorm aufwändig.

Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit

Die Behörde muss höchstmögliche Unabhängigkeit von Gesetzgeber und Akteuren besitzen. Sie muss auf Basis ihrer Erfahrungen und Kenntnisse bestmögliche Methoden der Regulierung entwickeln und fortschreiben können. Nur eine unabhängige Behörde kann eine lernende Regulierung in die Praxis umsetzen.

Ex-ante/Ex-post-Aufsicht

Jede Form der Regulierung wird ex-ante-Elemente und ex-post-Elemente enthalten. So auch im vorliegenden Fall. Wir begrüßen die Vorschläge der aktuellen Diskussion, wonach in den nächsten beiden Jahren eine Missbrauchsaufsicht (ex-post) praktiziert wird, um ab 1.1.2007 eine Anreizregulierung mit ex-ante-Charakter zu installieren. So erhält die Behörde die notwendige Zeit zum Aufbau von Kompetenz und Knowhow. Dies ist die Grundlage für gerichtsfeste Entscheidungen. Wenig sinnvoll, weil schlicht unpragmatisch und bürokratisch,

ist die konkrete Vorabgenehmigung eines jeden Netztarifes durch die Behörde. Bei über 900 Netzbetreibern und den verschiedenen Spannungsebenen sowie den Messdienstleistungen führt eine solche Praxis der ex-ante-Regulierung zu einem immensen administrativen Aufwand und vermutlich langwierigen Verfahren, was zum Nachteil aller Beteiligten wäre.

Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Die Regulierung eines natürlichen Monopols macht nur mit einer Anreizregulierung Sinn. Sonst kommt es von Anfang an zur Abschöpfung von Monopolrenditen zu Lasten des Verbrauchers. Diese anerkannte Erfahrung aus dem Telekommunikationsmarkt sollte auch beim Strommarkt Gültigkeit finden. Eine Anreizregulierung bedarf der Vorbereitung. Den angedachten Zeitraum von ca. 2 Jahren halten wir für sinnvoll, obgleich für diesen Zeitraum eine strenge Missbrauchsaufsicht funktionieren muss, um die offensichtlichen Mängel durch Abschöpfung ungerechtfertigter Renditen Einhalt zu gebieten.

Mithin bleibt der Regulierungsbehörde ausreichend Zeit, geeignete Verfahren zu einer Anreizregulierung auszuarbeiten und einzuführen. Die aktuell diskutierten Vorschläge einer Yardstick Competition erachten wir als brauchbare Ansätze. Hierbei werden dem Netzbetreiber Perspektiven eröffnet, durch verstärkte Effizienzmaßnahmen seinen Gewinn im Netzbetrieb zu erhöhen. Ineffiziente Netzbetreiber werden durch eine Begrenzung ihrer möglichen Einnahmen (durch festgesetzte Yardsticks) erhöhte Kosten realisieren und erhalten somit einen Anreiz mit ihrem Netzbetrieb wieder in die Gewinnzone zu kommen.

Garantie von Versorgungsqualität

Mit einer Regulierung jedweder Methodik ist zu gewährleisten, dass sowohl die Versorgungssicherheit sichergestellt wird, als auch notwendige Investitionen getätigt werden. Dies betrifft insbesondere den Ausbau und Umbau der Netze, um regenerative Anlagen und dezentrale Einheiten anzuschließen und zu steuern. Die Regulierungsmethodik muss die Effizienz der Investitionen eines Netzbetreibers fair berücksichtigen. Ein Netzbetreiber, der in sein Netz investiert, darf nicht schlechter gestellt werden, als ein Netzbetreiber, der wenig oder gar nicht investiert. Gleichwohl ist die Sinnhaftigkeit der Investition nachzuweisen.

Haftungsregeln

Die derzeitige Haftung der Netzbetreiber für von ihnen zu verantwortende Schäden am Netz ist extrem gering und seit Jahrzehnten nicht in dem erforderlichen Maß gestiegen. Insgesamt muss über die Haftungsregeln ein Anreiz zur Modernisierung und zum Ausbau des Netzes gegeben werden. Das Risiko eines Stromausfalls darf nicht länger auf den Kunden abgewälzt werden. Die von einigen Netzbetreibern angebotenen Stromausfallversicherungen sollten untersagt werden, da hier der Netzbetreiber ein Risiko versichert, für welches er vom Verbraucher bereits ausreichend entlohnt wird.

Transparenz

Wichtiger Aspekt bei der Transparenz ist die sogenannte Neutralisierung der Netze. Das heißt, ein Netzbetreiber muss nachweisen, dass er bei seinen eigenen Netzkunden die gleichen Netzentgelte zum Ansatz bringt, wie er sie dritten Durchleitungsbegehrenden in Rechnung stellt.

Diese Neutralität ist bis zum heutigen Tag nicht gewährleistet.

Liberalisierung des Mess- und Zählwesens

Greenpeace fordert ausdrücklich die Liberalisierung des Mess- und Zählwesens. Das derzeitige EnWG-E bzw. die dazugehörige Netzzugangsverordnung-E sieht dies nicht vor. Die Weigerung der Bundesregierung, hier den Vorstellungen der EU zu folgen, ist nicht verständlich. Rein technisch und organisatorisch, sowie vor dem Hintergrund des Schutzes der Verbraucherinteressen, gibt es kein stichhaltiges Argument, welches der Liberalisierung des Messwesens im Wege stehen würde. Vielmehr verstärkt sich hier der Eindruck, dass die Regierung ein großzügiges Zugeständnis an die jeweils eigene Klientel in den Stadtwerken und bei den Netzbetreibern machen will.

Insbesondere im Bereich des Zähl- und Messwesens sind aufgrund der Erfahrung der unabhängigen Stromhändler erhebliche Effizienzpotenziale vorhanden. Zur Zeit liegt der Messpreis für die Behandlung eines Zählers in einem Privathaushalt bei rund 30-35€ pro Jahr. Berücksichtigt man, dass die meisten Kunden ihre Zähler selbst ablesen müssen, den Zählerstand dem Netzbetreiber selbst mitteilen und diese dann nur noch die Zählerstände an den jeweiligen Händler weiterreichen müssen, erscheint ein solches Entgelt viel zu hoch. Im Übrigen müssen auch im Messwesen Anreize für eine Effizienzsteigerung gegeben werden. So kann z.B. durch Einführung von Zählerfernauslesung eine erhebliche Kostensenkung realisiert werden. Berücksichtigt man die aktuellen Erfahrungsberichte zu dieser Diskussion, so ist von Kostensenkungspotentialen von bis zu 70% auszugehen.

Unbundling

Die vom Gesetzgeber vorgesehene „de minimis“-Regelung bewirkt, dass Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind, von der Entflechtung befreit sind. Dies würde dazu führen, dass die überwiegende Mehrheit der integrierten Energieversorger in Deutschland (ca. 90 %) von den Pflichten nach § 7 EnWG-E befreit wären.

Es ist zu befürchten, dass die vorgesehene Kundenanzahl von 100.000 nicht zu der erhofften Verhinderung der Quersubventionierungen führt. Es besteht weiterhin die Gefahr, dass ein unabhängiges Agieren eines Netzbetreibers z.B. hinsichtlich von Effizienzsteigerungsmaßnahmen nicht gewährleistet ist (Interessenkonflikt hinsichtlich seiner Vertriebsabteilung). Um eine größere Anzahl von Netzinhabern zur Transparenz der Kostenzuordnung in den einzelnen Marktstufen zu verpflichten, sollte die Befreiung auf 25.000 Kunden begrenzt werden.

Ein weiterreichenderes Unbundling würde dazu führen, den diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Anbieter durch unabhängige Marktentscheidungen der Netzbetreiber zu schaffen. Deshalb ist die Befreiung von den Regelungen der §§ 7 und 8 auf Unternehmen mit einer Kundenzahl von unter 25 000 Kunden zu begrenzen.

Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Wie bereits vorstehend erwähnt, muss die Regulierungsbehörde im Wesentlichen das Know-How zur Regulierung aufbauen, um daraus geeignete Methoden und Handlungsvorschläge ableiten zu können. Hierfür benö-

tigt die Behörde neben ihrer Unabhängigkeit auch einen klaren Rahmen innerhalb dessen gerichtsfeste und wettbewerbshütende Maßnahmen ohne Verzögerung umgesetzt werden können. Wichtiges Element ist hierbei der Sofortvollzug sowie die Anordnung einer Gewinnabschöpfung bei Missbrauch.

Inhaltliche Aufteilung in Gesetz und Verordnungen

Dieser wichtige Punkt ist leider erst dann zu diskutieren, wenn auch alle Verordnungen in Entwurfsfassung vorliegen. Dies ist bedauerlicherweise nicht der Fall. Greenpeace kritisiert hierfür die Bundesregierung scharf, denn eine sachliche Diskussion über das Energiewirtschaftsgesetz ist ohne das Vorliegen sämtlicher relevanter Verordnungen und Gesetzestexte schlicht nicht möglich.

Insofern unterstreicht Greenpeace seine Forderung, unverzüglich sämtliche Entwürfe zu den Verordnungen vorzulegen und in Einheit mit dem Gesetz zu diskutieren. Darüber hinaus ist zu klären, ob und wenn ja, welche Verordnungen welches parlamentarische Verfahren durchlaufen müssen. Insgesamt ist zu verhindern, dass Einzelinteressen seitens der Politik per einfacher Änderung von Verordnungen oder Anweisung an die Regulierungsbehörde auf die Regulierung Einfluss nehmen können. Insgesamt ist das Verhältnis zwischen Verordnung und Gesetzestext auch davon abhängig, welches Maß an Unabhängigkeit man der Regulierungsbehörde zugestehen will.

Anhang

Textvorschläge „Effizienz“ (§1, §3, § 11, § 14)

An den § 1 Absatz 1 muss ein neuer Satz 2 angefügt werden:

„Die Versorgung mit Energie muss dabei effizient und klimaschonend erfolgen.“

In § 3 ist eine weitere Begriffsbestimmung einzufügen:

Effizienz

„Bei allen mit der leitungsgebundenen Energieversorgung verbundenen Maßnahmen wird vorrangig die technische oder organisatorische Lösung gewählt, die zu einer möglichst weitgehenden Verringerung des Primärenergieverbrauchs, der Spitzenlasten, der Belastung von Transport- und Verteilnetzen sowie der mit Erzeugung, Transport und Verteilung verbundenen Verluste führt. Der mit der Nutzung leitungsgebunden zur Verfügung gestellter Energie verfolgte Zweck wird mit einem möglichst geringen Einsatz an Energie erreicht.“

Analog zur EU-Binnenmarkttrichtlinie (2003/54/EG) müssen dementsprechend die § 11 und 14 im EnWG-E, die die Aufgaben der Netzbetreiber regeln, hinsichtlich der Energieeffizienzmaßnahmen angepasst werden.

Textvorschläge „Stromkennzeichnung“ (§ 42)

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, in oder als Anlage zu ihren Rechnungen an Letztverbraucher und in Stromversorgungsangeboten, Verträgen, Präsentationen im Internet und in Geschäftsberichten anzugeben:

1. den Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas, Sonstige, Erneuerbare Energien) am Gesamtenergieträgermix, den der Lieferant im letzten oder vorletzten Jahr verwendet hat. Für Strommengen, deren Herkunft sich erzeugungsseitig

nicht eindeutig einem dieser Energieträger zuordnen lässt, wird die Kategorie „Strom unbekannter Herkunft“ verwendet. Spätestens ab 15. Dezember eines Jahres sind jeweils die Werte des vorangegangenen Kalenderjahres anzugeben.

2. Informationen über die Umweltauswirkungen zumindest in Bezug auf CO₂-Emissionen (Absolutwerte in kg pro kWh) und radioaktiven Abfall (Absolutwerte in Becquerel pro kWh), die auf den in Nr. 1 genannten Gesamtenergieträgermix zur Stromerzeugung zurückzuführen sind;

3. die Herkunftsländer des Stroms.

(2) Die Informationen zu Energieträgermix und Umweltauswirkungen sind mit den entsprechenden Durchschnittswerten der Stromerzeugung in Deutschland zu ergänzen.

(3) Bei Elektrizitätsmengen, die über eine Strombörse bezogen oder von einem Unternehmen mit Sitz außerhalb der Europäischen Union eingeführt werden, können die Anteile zugrunde gelegt werden, die von der Strombörse oder von dem betreffenden Unternehmen für den Zeitraum genannt werden, auf den sich die Angaben nach Absatz 1 beziehen.

(4) Sofern ein Energieversorgungsunternehmen im Rahmen des Verkaufs an Letztverbraucher eine Produktdifferenzierung mit unterschiedlichem Energieträgermix vornimmt, gelten für diese Produkte sowie für den verbleibenden Energieträgermix die Absätze 1 und 2 entsprechend. Die Verpflichtungen aus Absatz 1 und 2 bleiben davon unberührt.

(5) Erzeuger und Vorlieferanten von Elektrizität haben im Rahmen ihrer Lieferbeziehungen der nach Absatz 1 Verpflichteten auf Anforderung die Daten nach Absatz 1 und nach Absatz 2 so zur Verfügung zu stellen, dass diese ihren Informationspflichten genügen können.

(6) Die Regulierungsbehörde hat sicher zu stellen, dass die Stromkennzeichnung zutreffend geschieht. Sind die Angaben unzutreffend, so wird die Regulierungsbehörde nach Maßgabe der § 65 ff. tätig.

(7) Die Stromkennzeichnung in oder als Anlage zur Rechnung an die Letztverbraucher und im Internet muss in standardisierter Form nach Maßgabe des dem Gesetz als Anlage beigefügten Musters geschehen.

(8) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit berichtet dem Deutschen Bundestag alle zwei Jahre spätestens zum 31. Juli über die Zuverlässigkeit und Genauigkeit der von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen bereit gestellten Informationen nach Absatz 1, 2 und 4 sowie der diesen Informationen zugrunde liegenden Prozesse.

(9) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, die Methoden zur Erhebung und Weitergabe von Daten zur Bereitstellung der Informationen nach den Absätzen 1 bis 3 festzulegen.

In Rechnungen an Letztverbraucher sind zusätzlich folgende Angaben aufzunehmen: Ein Vergleich des eigenen Verbrauchs des Letztverbrauchers mit dem eines durchschnittlichen Haushalts (aufgeteilt nach Verbrauchsklassen).

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1502

10. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Prof. Dr. Ulrich Büdenbender, Technische Universität Dresden

Die Ausgestaltung des Regulierungskonzeptes für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft

- Überlegungen zum gegenwärtigen Stand der Diskussion über die Energierechtsreform -

von Prof. Dr. Ulrich Büdenbender, Dresden*

I. Aktuelle rechtspolitische Situation**1. Gegenwärtige Rechtslage**

Das deutsche Energierecht steht innerhalb von wenigen Jahren zum dritten Mal vor einer grundlegenden Reform. 1998 wurde eine mehr als hundertjährige Tätigkeit der Energieversorgungsunternehmen (EVU) in geschlossenen Versorgungsgebieten, bis dahin energierechtlich nicht nur toleriert, sondern sogar gefördert¹², zugunsten des brancheninternen Wettbewerbs aufgegeben. Zentrales Element war die Beseitigung aller Rechtsnormen, die einen Monopolstatus der EVU zuließen, und die gesetzliche Unterstützung des Wettbewerbs in der Elektrizitäts- und in der Gaswirtschaft durch einen Anspruch auf Zu-

gang zu fremden Leitungsnetzen¹³. Die gesetzliche Grundlage bildete im Energierecht zunächst § 6 EnWG, gültig nur für die Elektrizitätswirtschaft¹⁴; ein Netzzugangsanspruch für die Gaswirtschaft fehlte im EnWG wegen der erst nach Inkrafttreten der deutschen Energierechtsreform (29.4.1998) wirksam gewordenen Binnenmarkttrichtlinie Gas¹⁵. Im Jahre 2003 wurde das EnWG um einen Netzzugangstatbestand für die Gaswirtschaft (§ 6a) erweitert¹⁶. Damit war die Umsetzung der Binnenmarkttrichtlinien für Strom¹⁷ und Gas¹⁸ abgeschlossen, für die Gasversorgung mit deutlicher zeitlicher Verzögerung gegenüber den Vorgaben der Binnenmarkttrichtlinie Gas. Daneben bestanden und bestehen kartellrechtliche Netzzugangsansprüche im Rahmen des Missbrauchsverbots,

* Der Verfasser ist Inhaber des Lehrstuhls für Bürgerliches Recht, Energiewirtschaftsrecht und Arbeitsrecht an der Juristischen Fakultät der TU Dresden und Direktor des Instituts für Wirtschaftsrecht.

¹² Einzelheiten zum alten Energierecht, gültig bis 1998, bei Büdenbender, Energierecht, 1982, S. 54 ff., 537 ff.

¹³ Vgl. dazu statt vieler Büdenbender, EnWG, 2003, § 5 Rn. 57 ff., § 6 Rn. 8 ff.

¹⁴ Die Binnenmarkttrichtlinie Strom vom 19.12.1996 (Abl. Nr. L 27/20 v. 30.1.1997) konnte im Gesetzgebungsverfahren des EnWG 1998 noch berücksichtigt werden, nicht aber die Binnenmarkttrichtlinie Gas vom 22.6.1998 (Abl. Nr. L 204/1 v. 21.7.1998). Daher wurde der gaswirtschaftliche Netzzugang im EnWG 1998 zunächst ausgeklammert.

¹⁵ S. Fn. 14.

¹⁶ Vgl. dazu Salje, RdE 2003, 205 ff.

¹⁷ S. Fn. 14.

¹⁸ S. Fn. 14.

für die Elektrizitäts- wie für die Gaswirtschaft gleichermaßen gültig (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB)¹⁹.

Prägend für den Netzzugang in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft ist bis heute der Verzicht des Gesetzgebers auf ein Regulierungssystem und das Bekenntnis zum verhandelten Netzzugang; die Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas eröffneten dem nationalen Gesetzgeber diese Option²⁰. Dabei verzichtete das deutsche Energierecht auf nähere Vorgaben für die Ausgestaltung des Netzzugangs über einen bloßen Rechtsanspruch dem Grunde nach und die Regelung von Netzzugangsverweigerungsgründen hinaus, obwohl hierfür auch im Rahmen des Konzepts eines verhandelten Netzzugangs durchaus die Möglichkeit, nach Auffassung vieler sogar die Notwendigkeit bestanden hätte. Gesetzliche Ermächtigungsgrundlagen zur Konkretisierung des Netzzugangs, insbesondere hinsichtlich des Netzzugangskonzepts und der Entgeltfindung, in §§ 6 Abs. 2, 6a Abs. 8 EnWG nutzte das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit nicht. Stattdessen entwickelten die Verbände der Energiewirtschaft mit denjenigen der industriellen Kraftwirtschaft und der Industrie Verbändevereinbarungen, um für die Rechtspraxis die notwendigen Konkretisierungen des Netzzugangs herbeizuführen. Sie wurden dazu seitens der Politik mit Nachdruck aufgefordert, um ein Regulierungssystem zu vermeiden. Über verschiedene Änderungen hinweg waren bis zum 31.12.2003 in der Elektrizitätswirtschaft die Verbändevereinbarung II plus²¹ und in der Gaswirtschaft bis zum 30.09.2003 die Verbändevereinbarung Gas II²² in Kraft. Die deutsche Energiepolitik hielt es für vorzuziehend, anstelle staatlicher Vorgaben den beteiligten Verbänden die Konkretisierung des Netzzugangs zu überlassen. Dabei ging der Gesetzgeber im Rahmen der Gasnovelle von 2003 sogar über eine bloße Duldung derartiger Verbandskonzepte hinaus, indem die Verbändevereinbarungen eine rechtliche Aufwertung erhielten. Im Falle ihrer Einhaltung wurde – widerleglich – vermutet, dass die Anforderung guter fachlicher Praxis für den Netzzugang eingehalten sind. Entsprechend der Laufzeit der Verbändevereinbarung Strom endete diese Vermutungswirkung nach ausdrücklicher gesetzlicher Regelung am 31.12.2003²³, ohne eine gesetzliche Anschlussregelung²⁴. Ordnungspolitisch stieß die Ausstattung der Verbändevereinbarungen mit der beschriebenen Vermutungswirkung auf erhebliche Kritik²⁵. Abgesehen von grundsätzlichen Bedenken gegen eine faktisch erfolgte Delegation der Rechtsetzung an Verbände in einem so wichtigen Bereich wurde bemängelt, dass die Er-

gebnisse der Verbändevereinbarungen die Gleichsetzung mit guter fachlicher Praxis nicht rechtfertigten. Dabei gab es jedoch Unterschiede zwischen Strom und Gas. Für die Elektrizitätswirtschaft stieß das transaktionsunabhängige Netzzugangskonzept der Verbändevereinbarung II plus auf grundsätzliche Anerkennung; „nur“ die Entgeltfindung war nach teilweise vertretener Kritik zu beanstanden, ohne allerdings bisher die Judikatur²⁶ von dieser Kritik überzeugen zu können. Demgegenüber erwies sich das transaktionsabhängige Netzzugangskonzept der Verbändevereinbarung II Gas (Kontraktpfadmodell) nach nahezu einhelliger Auffassung (mit Ausnahme der Gaswirtschaft selbst) als unpraktikabel und damit als wettbewerbsfeindlich²⁷.

2. Vorgaben des Gemeinschaftsrechts

Die Bundesrepublik Deutschland ist der einzige Staat innerhalb der EU, der das Konzept des verhandelten Netzzugangs praktiziert. Dies stieß trotz Gestattung in den Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas sehr bald auf den Widerstand insbesondere der Europäischen Kommission, die im Sinne einer europäischen Rechtsvereinheitlichung das Ziel verfolgte, den verhandelten Netzzugang auszuschließen und allein eine staatliche Regulierung des Netzzugangs vorzuschreiben. Nach intensiven, hier im Einzelnen nicht nachzuzeichnenden Diskussionen innerhalb der EU wurden die Beschleunigungsrichtlinien für Elektrizität²⁸ und Gas²⁹ vom 26.6.2003 verabschiedet. Zentrale Elemente sind Vorgaben für die Trennung des Netzbetriebs von den übrigen versorgungswirtschaftlichen Aktivitäten in rechtlicher, organisatorischer, informationeller, bilanzieller und personalpolitischer Hinsicht (Unbundling)³⁰ einerseits sowie die verbindliche Vorgabe des regulierten Netzzugangs³¹ andererseits. Anders als noch die Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas von 1996 / 1998 lassen jedoch die Beschleunigungsrichtlinien für Elektrizität und Gas vom 26.6.2003 Modifikationen des regulierten Netzzugangs zu. Neben der „klassischen“ Einzelentgeltregulierung, also der staatlichen Zulassung (Genehmigung) der beabsichtigten Preise des Netzbetreibers, ist auch eine Beschränkung auf eine bloße Methodenregulierung möglich³². Dabei gibt der Staat nur die Regeln für die Entgeltbildung vor, in der Bundesrepublik Deutschland aufgrund verfassungsrechtlicher Vorgaben zwingend normativ durch Gesetz und das Gesetz konkretisierende Rechtsverordnungen, im Hinblick auf die praktische Effizienz und Flexibilität des Modells zusätzlich verfeinert durch Vorgaben der Regulierungsbehörde zur Methodik der Preisbildung. Auf dieser Grundlage bilden die Netzbetreiber ihre Preise für den Netzzugang genehmigungsfrei, unterliegen insoweit jedoch einer repressi-

¹⁹ Vgl. dazu statt vieler *Möschel* in Immenga / Mestmäcker, GWB, 3. Aufl. 2001, § 19 Rn. 178 ff.

²⁰ Art. 16 Binnenmarkttrichtlinie Strom, Art. 14 Binnenmarkttrichtlinie Gas.

²¹ BAnz. Nr. 85b vom 8.5.2002.

²² Banz. Nr. 87b vom 14.5.2002.

²³ Die Verbändevereinbarung Strom endet am 31.12.2003, diejenige für Gas am 30.9.2003. Gleichwohl statuierte der Gesetzgeber in §§ 6 Abs. 1, 6a Abs. 2 undifferenziert für beide Abreden eine Laufzeit bis 31.12.2003 und berief sich in der Amlt. Begründung zur Gasnovelle (BT-Drucks. 15/197 vom 17.12.2002) darauf, dass die gesetzliche Laufzeit der Vermutung derjenigen der Verbändevereinbarungen entspreche – für die Gaswirtschaft ein Musterbeispiel einer gesetzlichen Fehlleistung!

²⁴ Eine andere Frage ist es, ob wegen der inhaltlichen Akzeptanz der Verbändevereinbarungen durch den Gesetzgeber letztlich die Wertung der §§ 6 Abs. 1, 6a Abs. 2 EnWG auch ab 1.1.2004 zu berücksichtigen ist; dafür *Salje*, et 2004, 109.

²⁵ *Büdenbender*, Verbändevereinbarungen im Energierecht, 2003, S. 54 ff.; *Säcker / Boesche*, ZNER 2002, 183 ff.; *Hammerstein / Hertel*, ZNER 2002, 139 ff.

²⁶ OLG Düsseldorf, RdE 2004, 118 und 311.

²⁷ Vgl. statt vieler den Monitoring-Bericht des BMWA vom 31.8.2003 an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblchen Wirkungen der Verbändevereinbarungen, BT-Drucks. 15/1510.

²⁸ ABl. 2003 Nr. L 176 S. 37.

²⁹ ABl. 2003 Nr. L 176 S. 57.

³⁰ Dazu *Büdenbender* in Kühne (Hrsg.), Berg- und Energierecht im Zugriff europäischer Regulierungstendenzen, *Venergr* 112 (2004), 65 (89 ff.); *Koenig / Kühling / Rasbach*, RdE 2003, 221 ff.; *Wiedemann / Langerfeldt*, et 2004, 158 ff. und 248 ff.; *Säcker*, DB 2004, 691 ff.

³¹ Dazu *Büdenbender* in Hendlar / Marburger / Reinhard / Schröder (Hrsg.), Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 2004, S. 189 ff.; *ders.*, et 2003, special zu Heft 9, S. 2 ff.; *Rosin / Krause*, special zu Heft 9, S. 17 ff.; *Schneider*, ZWeR 2003, 381 ff.; *Tettinger / Pielow*, RdE 2003, 289 ff.

³² S. Fn. 31.

ven Kontrolle der geforderten Entgelte im Einzelfall. Daneben bestehen umfangreiche Kompetenzen der Regulierungsbehörde für ein Monitoring des Netzzugangs einschließlich der diesbezüglichen Entgeltpolitik, für Änderungen mit staatlichen Methodenvorgaben nicht vereinbar Preise und schließlich für die Behandlung von Beschwerden seitens der Netznutzer³³.

3. Stand der Energierechtsreform im Herbst 2004

Die Möglichkeit, sich zwischen einer Einzelentgeltregulierung und einer Methodenregulierung im Rahmen der Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinien in innerstaatliches Recht entscheiden zu können, geht maßgeblich auf deutsche Einflussnahmen bei der europäischen Normgebung zurück. Hierfür spricht insbesondere, dass die Methodik der Preisbildung von grundlegender Bedeutung für die Preispolitik der Netzbetreiber ist. Wird sie im Sinne effizienten, den Wettbewerb fördernden Netzzugangs unter gleichrangiger Beachtung der Versorgungssicherheit im Netz seitens des Staates vorgegeben, ist insofern ein Grundanliegen der Netzregulierung erreicht. Hinzu kommt der große administrative Aufwand einer Einzelentgeltregulierung für die ca. 1700 Strom- und Gasnetzbetreiber in der Bundesrepublik Deutschland mit unterschiedlichen Netzkosten aufgrund der verschiedenen strukturbedingten Rahmenbedingungen und entsprechend differenzierter Entgelte für die zahlreichen typischen Netznutzungsfälle. Daher sprach sich der Monitoring-Bericht der Bundesregierung vom 31.8.2003³⁴, der eine Situationsanalyse des Netzzugangs in der Bundesrepublik Deutschland vornimmt und zugleich Hinweise für die zukünftige Ausgestaltung des Energierechts gibt, erwartungsgemäß für das Konzept des allein methodisch regulierten Netzzugangs aus. Der Regierungsentwurf der Bundesregierung für ein neues Energiewirtschaftsgesetz³⁵ mit rund 120 Vorschriften und zahlreichen Ermächtigungsgrundlagen zum Erlass konkretisierender Rechtsverordnungen³⁶ folgt diesem Konzept. Der Bundesrat, dem der Gesetzentwurf der Bundesregierung nach Art. 76 Abs. 2 GG zur Stellungnahme zugeleitet wurde, äußerte hiergegen deutliche Kritik³⁷. Er beanstandete - nach entsprechender Stellungnahme seines Wirtschaftsausschusses³⁸ - die mangelhafte Qualität des Gesetzentwurfes in gesetzestechnischer Hinsicht, da er zahlreiche Doppelregelungen, Widersprüche, Ungereimtheiten und unnötig weitschweifige Formulierungen aufweise. Auch beklagte die Bundesländer eine unzureichende politische Einbeziehung in die Erarbeitung des Gesetzentwurfes, die im Widerspruch zu ihren umfangreichen Erfahrungen der Energie- und Preisaufsicht in der Vergangenheit sowie zu den politischen Beteiligungsbedürfnissen stehe.

Neben zahlreichen anderen Änderungswünschen lehnte der Bundesrat insbesondere das Konzept einer bloßen Methodenregulierung hinsichtlich der Entgelte und Netzzugangsbedingungen mit Nachdruck ab. Stattdessen forderte er eine umfangreiche Einzelentgeltregulierung, d.h. eine administrative Zulassung der Nutzungsentgelte vor der Praktizierung durch die Netzbetreiber. Zur Begründung wurde auf die so erreichbare bessere Effizienz der Regulierung zum Schutz der Netznutzer und damit des Wettbewerbs verwiesen; zugleich betonte der Bundesrat die größere Rechtssicherheit eines solchen Regulierungskonzeptes³⁹. Diesem Votum des Bundesrates kommt eine besondere Bedeutung zu, da die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts wegen umfangreicher verfahrensrechtlicher Vorschriften der Zustimmung des Bundesrates bedarf (Art. 77 Abs. 2a, 78, 84 Abs. 1 GG). Schwenkt der deutsche Bundestag im Laufe des weiteren Gesetzgebungsverfahrens nicht auf die Linie des Bundesrates ein, wird voraussichtlich erst im Vermittlungsausschuss der endgültige Inhalt des Energiewirtschaftsrechts fixiert werden, mit allen Unwägbarkeiten eines solchen Verfahrens (Art. 77 Abs. 2, 2a GG). Eine endgültige Ablehnung des Gesetzentwurfes und damit eine Beibehaltung der bisherigen Rechtslage kommt aus europarechtlichen Gründen nicht in Betracht, da die Bundesrepublik Deutschland die Beschleunigungsrichtlinien für Strom und Gas dringend in nationales Recht umzusetzen hat, zumal der insoweit vorgegebene Endtermin des 1.7.2004 ohnehin nicht eingehalten wird.

Die Energierechtsreform hat eine zusätzliche Dynamik dadurch erhalten, dass zahlreiche Netzbetreiber, insbesondere auf Übertragungsnetzebene, nach Verabschiedung des Gesetzentwurfes deutliche Preiserhöhungen, z. T. mit zweistelligen Prozentsätzen, angekündigt haben. Zur Begründung wurde auf erheblich gestiegene Kosten, insbesondere auf zusätzliche Belastungen wegen des normativen Subventionssystems zur Förderung der Verstromung aus erneuerbaren Energien nach der EEG - Novelle 2004⁴⁰ verwiesen. Nahezu zeitgleich stellte die Gaswirtschaft deutliche Preiserhöhungen in Aussicht, als Konsequenz der über die gesamte Wertschöpfungskette vom Gasimport bis zur Belieferung der Endverbraucher verbreiteten Anbindung der Gaspreise an die Ölpreise. Letztere sind in den letzten Monaten dramatisch gestiegen. Dieses Preisgebaren wurde in weiten Teilen der Öffentlichkeit, aber auch der Politik, dahingehend interpretiert, dass die EVU die Zeit bis zum Inkrafttreten des neuen Energierechts ausnutzen wollten, um ohne die Möglichkeit staatlicher Verhinderung qua Regulierung ihre Erlössituation zu verbessern. Die Konsequenz waren massive Proteste von Industrie (BDI, VIK), Vertretern der mittelständischen Wirtschaft, Verbraucherschutzverbänden, Monopolkommission und Bundeskartellamt, welches die Einleitung von Missbrauchsverfahren nach §§ 19, 32 GWB ankündigte. Die Tagespresse nahm sich der Thematik intensiv an und berichtete über viele Wochen hinweg in einer in der Vergangenheit noch nicht praktizierten Art und Weise über komplexe Teilfacetten der Energierechtsreform, wobei sie sich mit der sachgerechten Bewältigung der Thematik aufgrund ihrer Komplexität schwer tat. Diese - gewollte oder in Kauf genommene (?), jedenfalls aber nicht überraschend Drama-

³³ Zu den Kompetenzen der Behörden im einzelnen aufgrund gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben *Ehricke*, Die Regulierungsbehörde für Strom und Gas, *Venergr* 113 (2004)

³⁴ S. Fn. 27.

³⁵ Vom 15.7.2004, z. Zt. Der Abfassung diesen Aufsatzes noch nicht als BT-Drucks. Verfügbar.

³⁶ Verfassungsrechtlich kommt der Erlass der Rechtsverordnungen nach Art. 80 GG erst nach Inkrafttreten des EnWG 2005 in Betracht. Politisch wird - zu Recht - die Vorlage der Verordnungsentwürfe während des Gesetzgebungsverfahrens verlangt, um die Thematik ganzheitlich beurteilen zu können. Z. Zt. der Erstellung dieses Beitrages lagen Referentenentwürfe für die Netzzugangs- sowie Entgeltverordnung Strom sowie für die Netzzugangsverordnung Gas (noch nicht für die Netzentgeltverordnung Gas) vor.

³⁷ BR Drucks. 613/04. Diese Kritik wies die BReg. Mit Erwidern vom 28.10.2004 weitgehend zurück.

³⁸ BR. Drucks. 613/1/04.

³⁹ BR-Drucks. 613/04 S. 18 ff.

⁴⁰ BGBl. 2004 I S. 1918. Dazu *Müller*, *RdE* 2004, 237 ff.

turgie gab dem Gesetzgebungsverfahren erhebliche, in den Konsequenzen zurzeit noch nicht absehbare Impulse. Selbst aus den Regierungsfractionen des deutschen Bundestages, insbesondere seitens der Grünen, wurde nachhaltiger Widerstand gegen das von der „eigenen“ Bundesregierung erarbeitete Konzept einer Energierechtsreform angekündigt und eine deutliche Verschärfung des Regulierungskonzepts, insbesondere im Sinne einer Einzelentgeltregulierung, verlangt. Auch die materiellen Vorgaben der Preisbildung müssten, so forderten viele, gegenüber dem Regierungsentwurf und den zwischenzeitlich bekannt gewordenen Vorstellungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit bezüglich entsprechender Rechtsverordnungen auf Basis des EnWG deutlich verschärft werden.

4. Wesentliche Fragestellungen

In dieser Situation steht die Politik vor der schwierigen Aufgabe, nicht geleitet durch Emotionen, sondern durch sachliche Kriterien den weiteren Fortgang der Energierechtsreform zu steuern. Die erhebliche Komplexität der Materie⁴¹, die zahlreichen technischen, ökonomischen, auf verschiedenen Ebenen angesiedelten rechtlichen wie auch ökologischen Fragen erschweren die Behandlung der Thematik, zumal die Energierechtsreform neben dem Unbundling und der Regulierung noch zahlreiche weitere, hier aus Raumgründen nicht anzusprechende Sachfragen umfasst⁴². Auch das Volumen des vorgelegten Reformentwurfes und der für dessen Verständnis letztlich unverzichtbaren konkretisierenden Rechtsverordnungen belastet die Entscheidungsfindung erheblich⁴³. Dies gilt schon für Fachleute des Energierechts, erst recht aber für viele Politiker, die sich neben Fragen der Energiepolitik mit zahlreichen anderen Komplexen zu befassen haben. Insbesondere besteht die Gefahr, dass die Diskussion wegen zahlreicher Einzelprobleme zerfasert und sich nicht vorrangig auf die Grundfragen der zukünftigen Ausrichtung des Energierechts besinnt. Erst wenn diese belastbar entscheiden sind, ist Raum für die Regelung konkretisierender Einzelheiten, so wichtig diese auch immer sind. Um einen Beitrag zur weiteren Reformdiskussion zu leisten, ist es daher sinnvoll, ja sogar unverzichtbar, die wesentlichen Themenkomplexe der Regulierung des Netzzugangs herauszustellen, die insoweit wichtigen Fragen zu formulieren und den Versuch einer belastbaren Antwort darauf unter Berücksichtigung der essentiellen Argumente zu geben. Hierzu soll dieser Aufsatz eine Hilfestellung leisten, wobei er sich aus Raumgründen allein auf die Thematik der Regulierung beschränkt. Auch wenn die Trennung des Netzbetriebes von den übrigen versorgungswirtschaftlichen Aktivitäten (Unbundling) gleichfalls von großer praktischer Bedeutung ist und die Netzbetreiber insbesondere in der ersten Zeit nach Inkrafttreten der Energierechtsreform in organisatorischer wie konzeptioneller Hinsicht fordert, bildet

⁴¹ Sie bildete auch einen wesentlichen Grund für die Politik, sich für Verbändevereinbarungen (vgl. Fn. 21, 22, 25) auszusprechen und die „Problemlösungslast“ damit zu delegieren.

⁴² Hierzu zählen u.a. die Regelung eines Anspruchs auf Grundversorgung (statt bisher auf allgemeine Versorgung nach § 10 EnWG), Rechtsfolgen bei Verstößen gegen Vorgaben des EnWG im Zusammenhang mit dem Netzanschluss, dem Netzzugang sowie der Regenergie und schließlich umfangreiche verfahrensrechtliche Regelungen.

⁴³ Der Entwurf umfasst ca. 120 Paragraphen von z.T. beeindruckender Länge; hinzu kommen mindest 6 wichtige neue Rechtsverordnungen mit wiederum je ca. 50 Paragraphen – all dieses als Beitrag zur Deregelung!

mittel- und langfristig die Regulierung des Netzzugangs die zentrale Thematik des zukünftigen Energierechts. Erfahrungen mit der Regulierung der Energiewirtschaft im Ausland, aber auch mit dem deutschen Regulierungsregime im Rahmen des Telekommunikationsrechts⁴⁴, bestätigen diesen Befund.

Die maßgeblichen Grundsatzfragen für die zukünftige Ausgestaltung der Regulierung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Was** soll reguliert werden?
- **Welches** Regulierungskonzept ist zu verfolgen, insbesondere eine Methodenregulierung oder eine Einzelentgeltregulierung?
- **Wie** sind wesentliche Elemente der Regulierung vorzunehmen, insbesondere hinsichtlich des Netzzugangsmodells und der Entgeltbildung einschließlich seiner staatlichen Steuerung?
- **Wer** soll regulieren? Allein der Gesetzgeber?⁴⁵ Auch die Exekutive? Nur der Bund oder auch die Länder? Welche Behörde?
- **Wann** (im Verhältnis zur unternehmerischen Entscheidung) soll reguliert werden?

Damit ist das Programm der vorgelegten Analyse umschrieben.

II. Regulierungsgegenstand

1. Zwingende und fakultative Regulierungsgegenstände

Soweit der Regulierungsgegenstand europarechtlich vorgegeben ist, entzieht er sich der Disposition des deutschen Gesetzgebers. Dies betrifft die Sachbereiche Netzanschluss, Netzzugang (Netznutzung) und Ausgleichsenergie. Diese drei Komplexe sind sowohl für die Elektrizitätswirtschaft als auch für die Gaswirtschaft aufgrund eindeutiger gemeinschaftsrechtlicher Vorgaben in den Beschleunigungsrichtlinien für Strom (Art. 20, 23) und Gas (Art. 18, 25) verbindlich. Darin liegt ein Mindestprogramm für den nationalen Gesetzgeber, nicht aber eine europarechtliche Obergrenze, die eine Erweiterung des Regulierungsgegenstandes verbietet. Vielmehr obliegt es insoweit dem nationalen Gesetzgeber, ob und inwieweit er zusätzliche Bereiche energiewirtschaftlicher Betätigung staatlicher Regulierung unterwirft. Die Antwort auf diese Frage betrifft somit nicht die Beachtung eines europarechtlichen Rechtsgestaltungsbefehls, sondern allein eine sachgerechte ordnungspolitische Entscheidung durch die deutsche Gesetzgebung.

Hierzu sind in die aktuelle Diskussion vereinzelt durchaus Vorschläge oder Forderungen im Sinne einer Erweiterung des Regulierungsgegenstandes eingebracht worden. So ist z.B. anlässlich der angekündigten deutlichen Erhöhung der Gaspreise vor dem Hintergrund des Öl-

⁴⁴ Dazu *Büchner / Ehmer / Geppert* u.a., Beck'scher TKG Kommentar, 2. Aufl. 2000, Anm. zu §§ 24-27.

⁴⁵ Zu Unterscheidung zwischen finaler (europarechtlicher) und konditionaler (deutscher) Gesetzgebung mit daraus resultierender grundlegender Unterscheidung der Rechtsgestaltung sowie Umsetzungsspielräume *Breuer*, AöR 127 (2002), 523 ff. Speziell zur Zulässigkeit einer rein normativen Methodenregulierung (nicht zu ihrer Zweckmäßigkeit!) *Büdenbender*, et 2003, special zu Heft 9 S. 2. Für die ordnungspolitische Zweckmäßigkeit regulierungsbehördlicher Konkretisierungen *Büdenbender*, Jahrbuch für Umwelt- und Technikrecht 2004, 189 (244 ff.).

preisanstiegs die Zulässigkeit der preislichen Verknüpfung beider Energien thematisiert und als mögliche Aufgabe der Regulierungsbehörde bewertet worden. Ebenso gibt es Stimmen, die für den Elektrizitätsbereich nicht nur die Netznutzungsentgelte, sondern die gesamten Strompreise der Endverbraucher staatlicher Regulierung unterwerfen wollen. Dabei ist zu sehen, dass es für den Bereich der Tarifkunden nach geltendem Recht insoweit bereits eine Preisregulierung gibt (§ 12 BTO Elt), auch wenn diese in der bisherigen Praxis nicht als „Regulierung“, sondern als Strompreisgenehmigung bezeichnet wurde. Sie soll in Zukunft durch eine besondere Missbrauchsaufsicht der Länder über die Preise für die neu eingeführte „Grundversorgung“ abgelöst werden (§§ 36, 40 EnWG-E). Schließlich sind während der Ressortabstimmung zwischen den Bundesministerien für Wirtschaft und Arbeit einerseits sowie Umwelt andererseits Wünsche aus dem letztgenannten Ministerium hinsichtlich einer Erweiterung des Regulierungsbereiches, insbesondere bzgl. der Stromerzeugung, vernommen worden. Gerade die Energieerzeugung soll im Sinne einer staatlich durchsetzbaren Investitionspolitik zugunsten erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung nach solchen Wünschen stärker reglementiert werden, nachdem durch den gesetzlich verbindlichen sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie mit dem Verbot des Baus neuer Kraftwerke bereits ein Element staatlicher Regulierung für die Stromerzeugung (wenn auch nicht so bezeichnet) verwirklicht wurde⁴⁶.

Eine besondere Form der Strompreisregulierung sieht § 40 EnWG-E für die Grund- und Ersatzversorgung (§§ 36, 38 EnWG-E) bereits vor. Repressiv reguliert werden hier die Strompreise, also der dem Wettbewerb zugängliche Vertriebsbereich, obwohl die auch insoweit eingreifende Regulierung des Netzzugangs gerade den Wettbewerb ermöglichen soll.

2. Ordnungspolitische Aspekte

Derartige Wünsche zur Erweiterung des Regulierungsgegenstandes sind ordnungspolitisch abzulehnen. Dies ergibt sich aus der Funktion der Regulierung. Regulierung im Sinne staatlicher Steuerung unternehmerischen Verhaltens auf der einen Seite und wettbewerbliche Kontrolle unternehmerischer Betätigung durch den Markt auf der anderen Seite stehen in einem Alternativverhältnis zueinander. Noch deutlicher formuliert, lassen sich Regulierung und Wettbewerb als feindliche Brüder bezeichnen. Für eine Regulierung ist in einem marktwirtschaftlichen System nur dort Raum, wo eine wettbewerbliche Kontrolle aufgrund besonderer Marktgegebenheiten nicht möglich ist. Dies ist ein selbstverständliches Kriterium der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht (§ 19 GWB), die eine marktbeherrschende Stellung des Adressaten möglicher Missbrauchsverfügungen voraussetzt. Wird ein Unternehmen im Wettbewerb hinreichend kontrolliert und besteht somit keine marktbeherrschende Stellung, scheidet insoweit eine kartellbehördliche Reglementierung unternehmerischen Verhaltens aus. Dieser Grundgedanke gilt auch für eine über die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht hinausgehende staatliche Reglementierung, unabhängig davon, ob sie präventiv vor der unternehmerischen Entscheidung erfolgt oder dieser repressiv zeitlich nachgelagert ist. Wer für eine Erweiterung staatlicher Regulierung jenseits eines Ausgleichs für feh-

lende wettbewerbliche Kontrolle plädiert, beseitigt nicht ein partiell bestehendes Marktversagen infolge besonderer Marktstrukturen, sondern verabschiedet sich in dem Umfang befürworteter Regulierung von den Prinzipien der Marktwirtschaft. Folglich hat Reglementierung (wie auch kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht) allein die Funktion eines Wettbewerbssurrogats⁴⁷.

Eine fehlende wettbewerbliche Steuerung aber besteht hinsichtlich der leitungsgebundenen Energiewirtschaft nur hinsichtlich des Netzbereichs. Dies gilt für Elektrizität uneingeschränkt, während für Gas sogar partiell ein – allerdings begrenzter – Leitungswettbewerb infolge alternativer Gastransportmöglichkeiten unter Inanspruchnahme verschiedener Netzbetreiber besteht⁴⁸. Jenseits des Leitungsnetzes, bildhaft gesprochen „vor“ oder „hinter“ dem Netz, ist hingegen Raum für Wettbewerb. In der Stromwirtschaft kommen verschiedene Möglichkeiten zur Umwandlung von Primärenergie in die Edelenergie Elektrizität in Betracht, die durchaus miteinander konkurrieren, wobei es insoweit - auf unterschiedlichen Ursachen beruhende - Einschränkungen gibt (das gesetzliche Verbot des Neubaus von Kernkraftwerken⁴⁹ und den vorrangigen Anspruch auf Stromeinspeisung von unter das EEG wie das KWK-AusbauG fallenden Anlagen). Auch in der Gaswirtschaft bestehen Bezugsalternativen; diese sind allerdings infolge der nur in wenigen Staaten existierenden Gasvorkommen begrenzt. Ferner gibt es im Bereich der Energiebeschaffung für den einzelnen Lieferanten vielfach die Alternative einer eigenen Erzeugung oder des Fremdbezuges von einem Drittanbieter. Daran schließt sich, über die verschiedenen Spannungs- oder Druckstufen hinweg, das grundsätzlich monopolistisch strukturierte und daher regulierte Leitungsnetz an. „Hinter dem Netz“, genauer am Ausspeisepunkt der Energie erfolgen der Handel mit Strom oder Gas, sei es mit einzelnen Interessenten oder über Energiebörsen, und der Vertrieb an Endverbraucher. Hier besteht wiederum Wettbewerb. Dabei sei daran erinnert, dass der gesetzliche Anspruch auf Nutzung fremder Leitungsnetze gerade das Ziel verfolgt, die Barriere des monopolistisch strukturierten Netzes als Wettbewerbshemmnis zu überwinden und auf diese Weise verschiedenen Anbietern die Möglichkeit zu geben, trotz der Leitungsgebundenheit der Strom- und Gasversorgung Lieferalternativen für Endverbraucher oder für weiterverteilende Unternehmen zu eröffnen. Wie intensiv die diesbezüglichen Wettbewerbsprozesse wirken, ist keine rechtliche Grundsatzfrage, sondern maßgeblich von der Effizienz des Netzzugangs abhängig. Gerade dazu aber soll das Regulierungskonzept einen entscheidenden Beitrag leisten. Daher kann es nicht Aufgabe der Regulierung sein, die dem Wettbewerb zugänglichen Absatzbereiche in die Regulierung mit einzubeziehen. Vielmehr ist es Aufgabe der Regulierung, das Netzzugangskonzept, insbesondere die Preise und Bedingungen für die Nutzung fremder Netze unter Berücksichtigung der wechselseitigen Interessen von Netzbetreibern und Netznutzern so auszugestalten, dass „hinter“ dem Netz effiziente Wettbewerbsprozesse in den Bereichen Handel und Vertrieb möglich sind.

⁴⁶ BGBl. 2002 I 1351, hier §§ 1 Nr. 1, 7 Abs. 1a-d ATG.

⁴⁷ *Büdenbender*, Kartellrechtliche Kontrolle der Netznutzungsentgelte nach dem Vergleichsmarktprinzip, 2004, S. 54 ff.

⁴⁸ Zur Frage, ob dieser Wettbewerb hinreichend wirkt und für eine Regulierung hinsichtlich des Maßstabes Anerkennung verdient, vgl. Kap. IV 2c.

⁴⁹ S. Fn. 46.

Aus den genannten Zusammenhängen folgt, dass aus ordnungspolitischen Gründen der Gegenstand der Regulierung auf die europarechtlich vorgeschriebenen Bereiche Netzanschluss, Netzzugang / Netznutzung und Ausgleichsenergie zu beschränken ist. Eine Erweiterung ist abzulehnen. Der Regierungsentwurf der Bundesregierung liegt (mit Ausnahme des § 40 EnWG-E) auf dieser Linie; auch der Bundesrat fordert insoweit keine Ausdehnung. Gleichwohl gilt es, die angesprochenen Zusammenhänge hervorzuheben, da nicht auszuschließen ist, dass es im weiteren Gesetzgebungsverfahren zu einem mehr oder weniger diffusen Ausgleich heterogener politischer Interessen kommt, die auch den Bereich des Regulierungsgegenstandes erfassen.

III. Regulierungsmethodik

Aufgrund europarechtlicher Vorgaben sind etliche Aspekte der Regulierungsmethodik der Gestaltung durch den nationalen Gesetzgeber entzogen. Hierzu zählen die repressive Regulierung im Sinne einer Kontrolle seitens der Regulierungsbehörde, ob die Netzbetreiber die materiellrechtlichen Vorgaben des Regulierungsrechts hinsichtlich Netzanschluss, Netzzugang / Netznutzung und Ausgleichsenergie einhalten. Hinzu kommen das Monitoring sowie die Bearbeitung von Beschwerden seitens der Netzbetreiber gegen Netznutzer. Diese Aktivitäten gibt das Gemeinschaftsrecht vor (Art. 23 Richtlinie Strom, Art. 25 Richtlinie Gas).

Hinsichtlich der präventiven Regulierung besteht die bereits thematisierte Option des nationalen Gesetzgebers, sich zwischen einer Regulierung der Methode für die Bildung von Preisen und Bedingungen durch die Netzbetreiber oder aber für eine Einzelentgeltregulierung, der Konzeption des Preisgenehmigungsrechts nach § 12 BTO Elt vergleichbar, zu entscheiden. Die Bundesregierung hat in ihrem Gesetzentwurf, entsprechend der Ankündigung des Monitoringberichts vom August 2003, für eine bloße Methodenregulierung votiert⁵⁰. Der Bundesrat⁵¹ widerspricht und fordert aus Gründen der Effizienz der Regulierung wie auch der Rechtssicherheit für alle Beteiligten eine Einzelentgeltregulierung. Diese Auffassung findet Unterstützung in der öffentlichen Diskussion der Thematik, insbesondere durch Vertreter der Industrie und durch Verbraucherschutzverbände. Damit stellt sich für das weitere Gesetzgebungsverfahren die zentrale Frage, welche der beiden Konzeptionen den Vorzug verdient.

1. Argumente für eine Einzelentgeltregulierung

Für eine Einzelentgeltregulierung spricht, dass die Netzbetreiber kein Netznutzungsentgelt ohne vorherige behördliche Prüfung und "Absegnung" der Behörde verlangen können. Damit ist sicherlich der Schutz der Netznutzer in besonders intensiver Form verwirklicht. Verläuft die behördliche Prüfung sachgerecht, ist die Forderung unangemessener Netznutzungsentgelte ausgeschlossen. Demgegenüber haben die Netzbetreiber bei einer bloßen Methodenregulierung die Möglichkeit, die Netznutzungsentgelte unter Beachtung der Vorgaben für die Preisbildung genehmigungsfrei zu fixieren. Der Regulierungsbehörde steht im Hinblick auf die einzelnen Entgelte lediglich eine repressive, also dem unternehmerischen Verhalten zeitlich nachfolgende Kontrollkompetenz zu. Daraus erwächst die Möglichkeit, dass Netzbetreiber zunächst

unter Missachtung des materiellen Regulierungsrechts überhöhte Entgelte bilden und von den Netznutzern verlangen. Die repressive Regulierung vermag solche Missstände abzustellen; sie erfolgt aber erst, nachdem der Netzbetreiber bereits unzulässige Entgelte fordert (und vereinnahmt). Darüber hinaus ist es in Anbetracht der Vielzahl der Netzbetreiber eine rechtstatsächliche Frage, ob und in welcher Zeit die Regulierungsbehörde etwaigen Missständen zügig nachgehen kann.

Darüber hinaus ist zu sehen, dass eine bloße Methodenregulierung hinsichtlich der Entgelte je nach der Dichte der materiellrechtlichen Vorgaben u.U. noch Ermessensspielräume belässt oder Zweifelsfragen hinsichtlich des Rechtsverständnisses begründet. Deren Konkretisierung liegt bei einer bloßen Methodenregulierung jedenfalls faktisch zunächst in der Kompetenz des Netzbetreibers. Erst nachträglich lässt sich seitens der Regulierungsbehörde überprüfen, ob der Netzbetreiber derartige Spielräume sachwidrig ausgenutzt hat. Insoweit ist ferner rechtlich zu klären, ob der Regulierungsbehörde oder dem Netzbetreiber die Befugnis zusteht, Beurteilungsspielräume für die konkrete Entscheidungsfindung zu nutzen⁵². Eine präventive Einzelentgeltregulierung hingegen eröffnet eine frühzeitige administrative Kontrolle der Preispolitik aller Netzbetreiber und verhindert bei sachgerechter Handhabung durch die Behörde, dass die Netznutzer zunächst überhöhte Entgelte zahlen müssen.

2. Argumente für eine Methodenregulierung

a) Verwaltungseffizienz

Welche Argumente sprechen gegen eine Einzelentgeltregulierung? Hier ist zunächst der erhebliche administrative Aufwand zu sehen. Eine flächendeckende Kontrolle aller für bestimmte Abnahmefälle kalkulierten Netznutzungsentgelte führt bei ca. 1.700 Netzbetreibern zu einem erheblichen Verwaltungsaufwand. Dieser entsteht, wenn es bei der von der Bundesregierung geplanten ausschließlichen Zuständigkeit der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post bzgl. der präventiven Regulierung bleibt, zentral an einer Stelle. Insoweit müssten die sachlichen und personellen Ressourcen umfassend aufgestockt werden. Dies erinnert diejenigen, die sich intensiv mit Regulierungssystemen beschäftigen, an Zustände in den USA noch zu Monopolzeiten der leitungsgebundenen Energieversorgung, als hier große Regulierungsbehörden mit z.T. über 1000 Mitarbeitern, erheblicher Mittelbindung und langwierigen Verfahren bestanden. Sie wurden vielfach erst so spät nach der geplanten unternehmerischen Entscheidung abgeschlossen, dass sie praktisch schon überholt waren⁵³. Kommt es zu einer Zuständigkeit von Bund und Ländern für die Regulierung entsprechend dem Vorschlag des Bundesrates, verteilt sich die Administration auf verschiedene Behörden, ohne dass dadurch der Aufwand geringer wird.

b) Bedeutung der Preisbildungsmethode für die Einzelentgeltregulierung

⁵⁰ S. Fn. 35, Begründung zu § 21.

⁵¹ BR-Drucks. 613/04 S. 18 ff.

⁵² Davon zu unterscheiden ist die Frage, ob der Regulierungsbehörde ein gerichtlich nicht voll überprüfbarer Beurteilungsspielraum bei ihrer Entscheidung zusteht. Dies ist zugunsten einer Vollkontrolle zu verneinen (ebenso für das TKG v. Danwitz, DVBl 2003, 1405 ff.).

⁵³ Zur US-amerikanischen Regulierungspraxis Müller / Vogelsang, Zwischen Wettbewerb und Planung: Lehren aus der amerikanischen Regulierung für öffentlich gebundene Unternehmen und für wettbewerbliche Ausnahmehereiche, 1977; Masing, AöR 128 (2003), 558 ff.; Säcker, ZNER 2004, 98 ff.

Dieser Nachteil müsste in Kauf genommen werden, wenn anders eine effiziente Regulierung im Interesse des Wettbewerbsprinzips und des Schutzes der Netznutzer nicht erreichbar wäre. Davon geht offensichtlich der Bundesrat aus, im Ergebnis jedoch zu Unrecht. Auch bei einer Einzelentgeltregulierung ist vorrangig von Bedeutung, nach welchem System oder Konzept, anders formuliert, nach welchem Prüfprogramm die Netznutzungsentgelte sowie die sonstigen Netzzugangsbedingungen zu bilden und damit zu regulieren sind. Die Festlegung der methodischen Vorgaben bildet den eindeutigen Schwerpunkt auch jeder Einzelentgeltregulierung; die Preisbildungsmethode ist der Einzelentgeltregulierung logisch vorgelegt. In der gegenwärtigen kontroversen Diskussion spielen entsprechend grundsätzliche Fragen der Preisbildung eine Rolle. Daneben können noch sachverhaltsbezogene Fragen sowie die Ausfüllung von Beurteilungsspielräumen anstehen, wobei klarzustellen ist, ob deren Konkretisierung in die Kompetenz der Regulierungsbehörde oder als unternehmerische Entscheidung in diejenige der Netzbetreiber fällt⁵⁴. Wenn aber das sachlich zu lösende Problem auch bei der Einzelentgeltregulierung vorrangig in der Aufstellung einer Methodik für die Preisbildung und Preisprüfung liegt, stellt sich die Frage, weshalb man sich nicht auf eine Methodenregulierung beschränkt und den zusätzlichen, sich besonders gravierend auswirkenden Verwaltungsaufwand für die Überprüfung der Einzelentgelte spart, ob die Netzbetreiber die methodischen Vorgaben beachten haben. Die umfangreichen Informationen, die der Regulierungsbehörde zustehen, ihre Kompetenzen zum Monitoring und zu repressiven Regulierungsmaßnahmen, ferner aber auch die besondere Markttransparenz wegen des homogenen „Massenproduktes“ Netzzugang über Informationen im Internet gewährleisten, dass eine Missachtung von methodischen Vorgaben zur Preisbildung schnell auffällig wird. Normwidriges Verhalten kann daher zügig im Wege repressiver Aufsicht abgestellt werden, wobei die insoweit ergehenden regulierungsbehördlichen Verfügungen sofort vollziehbar sein werden⁵⁵. Der pauschale Hinweis, die Effizienz der Kontrolle und das Streben nach intensiven Wettbewerbsprozessen in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft gebiete eine Einzelentgeltregulierung, missachtet diese Zusammenhänge.

c) Aspekte der Rechtssicherheit

aa) Rechtssicherheit und gerichtlicher Rechtsschutz

Schließlich bleibt als Argument die Rechtssicherheit, die allen Beteiligten durch eine Einzelentgeltregulierung als positiver Effekt zuteil werde. Dieses Kriterium wird vom Bundesrat⁵⁶ besonders betont, der darauf hinweist, dass eine präventive Regulierung und damit Gestattung der Netzentgelte wesentlich mehr Klarheit schaffe als eine bloße Methodenvorgabe für die Preisbildung, bei der die Einhaltung der rechtlichen Anforderungen erst repressiv im Einzelfall untersucht werden könne. Die Argumentation des Bundesrates erscheint vordergründig besonders eindringlich, weil sie auch das Interesse der Netzbetreiber an Rechtssicherheit anspricht. Damit wird das Konzept des Bundesrates als Ideallösung für alle Beteiligten deklariert: zugunsten der Netznutzer erfolgt eine präven-

tive Einzelentgeltregulierung im Sinne der Effizienz und des Schutzes der Netznutzer; aus der Sicht der Netzbetreiber wird die gegenüber einer nur repressiv erfolgenden Einzelentgeltregulierung gewinnbare Rechtssicherheit als ein positiver Aspekt herausgestellt.

Diese Argumentation vermag allerdings nicht zu überzeugen, da sie allein auf der administrativen Ebene angesiedelt ist und Aspekte des Rechtsschutzes völlig vernachlässigt. Nach allen Erfahrungen aus dem Telekommunikationsrecht wird es über längere Zeit, insbesondere bis zur Konsolidierung einer höchstrichterlichen Rechtsprechung zu den wesentlichen Fragen, etliche Auseinandersetzungen zwischen der Regulierungsbehörde und den Netzbetreibern über das Verständnis verschiedener materiellrechtlicher Vorgaben für die Preisbildung geben⁵⁷. Auch wenn der Gesetzgeber bestrebt ist, insoweit möglichst präzise Vorgaben zu machen, verbleiben bei der Komplexität der Materie immer noch konkretisierungsbedürftige unbestimmte Gesetzesbegriffe. Zwar ist die Regulierungsbehörde gehalten, die Belange der Netznutzer **und** der Netzbetreiber kumulativ zu betrachten, also die Aspekte eines effizienten Netzzugangs und damit der Wettbewerbsförderung ebenso wie diejenigen der Sicherheit der Energieversorgung. Es liegt jedoch in der Natur der Sache und entspricht den Erwartungen der Öffentlichkeit, dass die Regulierungsbehörde preisdämpfend wirkt. Damit stellt sich die Frage nach Rechtsschutz, und zwar für Netznutzer wie für Netzbetreiber. Erst wenn diese mit in die Betrachtung einbezogen werden kann, lässt sich beantworten, welches Regulierungskonzept mit mehr Rechtssicherheit verbunden ist.

bb) Klagen von Netznutzern

Nach der bisherigen Rechtsprechung zu § 12 BTO Elt ist der von einer Tarifpreisgenehmigung betroffene einzelne Stromverbraucher mangels Klagebefugnis (§ 42 Abs. 2 VwGO) nicht in der Lage, Tarifpreisgenehmigungen anzufechten⁵⁸. Hierfür spricht, dass Tarifpreisgenehmigungen nach § 12 Abs. 1 u. 5 BTO Elt Höchstpreise fixieren, die genehmigungsfrei unterschritten und dann allerdings nur nach erneuter Genehmigung wieder angehoben werden können. Folglich ist es Aufgabe der EVU, nach § 315 Abs. 1 BGB zu entscheiden, ob sie Preisgenehmigungen vollständig ausschöpfen oder nicht⁵⁹. Auch für andere Bereiche des Wirtschaftsverwaltungsrechts, in denen die Entgeltpolitik staatlicher Zulassung bedarf oder früher bedurfte, wird die Klagebefugnis Einzelner gegen Preisgenehmigungen verneint. Im Einzelnen sind hierzu nennen: genehmigungspflichtige Entgelte nach dem Personenbeförderungsgesetz⁶⁰ sowie für früher erforderliche staatliche Zulassungen für Versicherungs⁶¹- und Luftverkehrstarife⁶². Für das TKG differenziert das BVerwG⁶³: Wettbewerber sind bzgl. telekommunikationsrechtlicher Entgeltgenehmigungen anfechtungsbefugt, Endkunden nicht. Dem liegt das Verständnis des TKG als Wettbewerbsförderungsgesetz, nicht aber als Verbraucherschutzrecht zugrunde. Es bleibt abzuwarten, ob der Gesetzgeber, wenn er sich für eine energierechtliche Einzelentgeltregulierung entscheidet, die Frage des Rechtsschutzkon-

⁵⁴ *Büdenbender*, EnWG, 2003, § 6 Rn. 113 ff. mit dem Hinweis, dass es einen allein richtigen Preis regelmäßig nicht gibt, sondern eine Bandbreite vertretbarer Preise.

⁵⁵ § 64 EnWG-E, vergleichbar mit § 64 Abs. 1 Nr. 2 GWB.

⁵⁶ S. Fn. 37.

⁵⁷ S. Fn. 44, 52.

⁵⁸ *BVerwG*, DVBl 1986, 559.

⁵⁹ *KG*, RdE 2002, 223.

⁶⁰ *BVerwG*, DÖV 1980, 416, *Bay. VGH*, VRS 58, 239.

⁶¹ *BVerwGE* 30, 135.

⁶² *BGH*, MDR 1978, 910; *BVerwG*, DÖV 1978, 619.

⁶³ *BVerwGE* 117, 93, 101.

zeptes überhaupt klarstellt. Letzteres erscheint eher unwahrscheinlich. Bleibt die Rechtsschutzfrage auf Gesetzesebene offen, besteht bis zur höchstrichterlichen Klärung eine gravierende Rechtsunsicherheit. Sollte es zu einer Anfechtungsmöglichkeit einzelner Netznutzer kommen, ist mit einer Vielzahl von Prozessen zu rechnen, die nicht zur Rechtssicherheit beitragen.

cc) Klagen von Netzbetreibern

Ein weiteres Problem besteht, wenn die Regulierungsbehörde einem Preisfestlegungsbegehren des Netzbetreibers ganz oder teilweise nicht entspricht. Insoweit ist die Möglichkeit der Verpflichtungsbeschwerde des betroffenen Netzbetreibers eröffnet, mit dem Ziel, die versagte Preisanpassung zu erreichen. Wegen der Komplexität der Materie dauern derartige Auseinandersetzungen regelmäßig lange, vor allem in der Anfangszeit des Energieregulierungsrechts infolge der Neuartigkeit der einschlägigen Rechtsfragen. Parallelen zum Telekommunikationsrecht zeigen dies. Vorläufiger Rechtsschutz wird in der Übergangszeit zugunsten des Netzbetreibers kaum praktiziert werden, da er partiell eine Vorwegnahme der Hauptsache (vollständige Preiszulassung in dem beantragten Umfang auf Zeit) bedeutet. Dafür sind die Anforderungen in der Rechtspraxis besonders hoch⁶⁴. Bleibt es für die Dauer der gerichtlichen Auseinandersetzung jedoch zunächst einmal mangels vorläufigen Rechtsschutzes bei der Regulierungsentscheidung der Behörde, so nutzt dem Netzbetreiber ein Klageerfolg u. U. wenig. Infolge der Einzelentgeltregulierung als privatrechtsgestaltender Verwaltungsakt kommt diesem nach bisherigem Verständnis des Strompreisrechts keine Rückwirkung zu. Die zivilrechtliche Beziehung zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer kann nicht rückwirkend veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen ausgesetzt werden. Dies ist für den Geltungsbereich der Strompreisgenehmigung nach § 12 BTO EIt bereits in der Praxis diskutiert und in dem hier beschriebenen Sinne entschieden worden⁶⁵, auch wenn eine höchstrichterliche Bestätigung dieser Rechtspraxis noch aussteht. Ein Erfolg des Netzbetreibers in der Auseinandersetzung mit der Regulierungsbehörde trägt damit in erster Linie präjudiziell zur Entscheidung vergleichbarer Rechtsfragen für die Zukunft bei. Mangels Rückwirkung des Prozessergebnisses stellt sich darüber hinaus die Frage, ob der Netzbetreiber den Erlösausfall auf neue Rechnung vortragen kann, mit der Konsequenz, dass die Netznutzungsentgelte für eine Übergangszeit stärker angehoben werden (im Vergleich zu einer Situation ohne das Erfordernis eines derartigen Nachholeffektes), bis durch eine derartige Preisanhebung der Erlösausfall ausgeglichen ist. Dies erscheint die einzige Form effizienten Rechtsschutzes bei Ablehnung eines Prozessergebnisses mit Rückwirkung, wobei das Gebot des Art. 19 Abs. 4 GG zu beachten ist⁶⁶. Auch gegen diese Form der Rechtsschutzgewährung bestehen jedoch Bedenken. In einer durchaus relevanten Zahl von Fällen würden auf diese Weise Netznutzer mit temporären Zusatz erhöhungen der Netznutzungsentgelte belastet, die in der Vergangenheit infolge der später gerichtlich für rechtswidrig erachteten Regulierungsentscheidung der Behörde gar nicht zu geringe Netznutzungsentgelte be-

zahlt haben. Dies sind alle diejenigen Netznutzer, die erst nachträglich in das Gebiet des Netzbetreibers gezogen sind oder aber ein Unternehmen neu gegründet bzw. wesentlich ausgebaut haben. Weiter sind solche Netznutzer zu nennen, die zwar stets in dem Gebiet ansässig waren, die aber - aufgrund welcher Umstände auch immer - nach rechtskräftigem Abschluss des Prozesses eine deutlich höhere Energienachfrage als zuvor aufweisen. Da eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte sich über Leistungs- und Arbeitspreise auswirkt, würden solche Kunden für Einnahmeausfälle des Netzbetreibers herangezogen, die ihnen ökonomisch nicht zuzuordnen sind. Zwar bestand diese Thematik bereits für das Strompreisrecht nach § 12 BTO EIt; sie hatte hier jedoch wegen des nur begrenzten Geltungsbereiches eine deutlich geringere praktische Dimension.

Für das TKG hat das BVerwG⁶⁷ in einer neuen Entscheidung eine Rückwirkung der regulierungsrechtlichen Entgeltgenehmigung anerkannt. Insoweit ist jedoch zu beachten, dass das Telekommunikationsrecht die zivilrechtliche Vereinbarung noch nicht genehmigter Entgelte zulässt. Bis zur Genehmigung dürfen die Entgelte allerdings nur in dem bereits früher genehmigten Umfang verlangt werden. Nach der Erteilung der neuen Genehmigung wirkt diese auf die Vereinbarung zurück. Dieses Konzept unterscheidet sich grundlegend von dem bisherigen Verständnis des Strompreisrechts und dem Konzept einer daran deutlich angelehnten Einzelentgeltregulierung (§ 23 a EnWG-E) entsprechend der Vorstellung des Bundesrates⁶⁸. Danach folgt aus dem Genehmigungsersfordernis ein Verbot mit Erlaubnisvorbehalt, das jedwede zivilrechtliche Abrede nicht genehmigter Entgelte – auch unter der Bedingung späterer Genehmigung – verbietet (§ 134 BGB). Durch die Entscheidung des BVerwG zum TKG ist folglich die parallele Problematik der Einzelentgeltregulierung in keiner Weise geklärt.

Es zeigt sich somit, dass unter Einbeziehung des Rechtsschutzes mit einer Einzelentgeltregulierung keineswegs mehr Rechtssicherheit als mit einer Methodenregulierung verbunden ist. Vielmehr stellen sich komplexe und in der rechtlichen Beantwortung durch die höchstrichterliche Judikatur kaum vorhersehbare Rechtsprobleme. Zwar ist zuzugeben, dass auch repressive Regulierungsmaßnahmen Rechtsschutzprobleme aufwerfen können; diese sind jedoch denjenigen einer präventiven Einzelentgeltregulierung nicht gleichzusetzen. So besteht für den vorläufigen Rechtsschutz im Wege repressiver Aufsicht beanstandeter Einzelentgelte ein grundlegend anderer Ausgangspunkt im Vergleich zu Fällen, wo jedes Einzelentgelt der behördlichen Zulassung bedarf. Für ersteren greifen die klassischen, seit langem konsolidierten Instrumente des Rechtsschutzes im Eilverfahren gegen belastende Verwaltungsakte⁶⁹.

Insgesamt sprechen somit Gesichtspunkte der Regulierungseffizienz, des Rechtsschutzes und der Möglichkeiten eines angemessenen Interessenausgleichs in kontroversen Fällen nicht für, sondern gegen eine Einzelentgeltregulierung. Hinzu kommt der Aspekt, dass Fragen der einschlägigen Methode zur Preisbildung und ihrer Kontrolle eine deutlich höhere Bedeutung haben als die

⁶⁴ BVerwG, DÖV 1967, 831; VGH Kassel, NJW 1994, 1750.

⁶⁵ OVG Münster, RdE 1983, 238; Bay. VGH, Bay. VBl. 1982, 18 (29); ders., RdE 1989, 40.

⁶⁶ Dazu Tegethoff / Büdenbender / Klinger, Das Recht der öffentlichen Energieversorgung, Stand 2003, § 12 BTO EIt Rn. 339 ff.

⁶⁷ NWwZ 2004, 871; ebenso OVG Münster, NWwZ 2002, 496 u. KR 2003, 308.

⁶⁸ S. Fn. 37.

⁶⁹ Einzelheiten dazu, mit zahlreichen Nachweisen aus der Rspr., bei Eyermann, VwGO, § 80 Rn. 53 ff., § 80a Rn. 12 ff.

Überprüfung der Einhaltung der Methode im Einzelfall. Sie kann repressiv letztlich mit nahezu identischen Wirkungen erreicht werden wie eine präventive Kontrolle, ohne den Verfahrenballast mit der Einbeziehung aller Netzbetreiber bzgl. der gesamten Entgeltpalette auf sich nehmen zu müssen.

3. Mischmodelle von Methoden- und Entgeltregulierung zur Problemlösung?

In der öffentlichen Diskussion sind zum Teil Mischmodelle zur Überwindung des Interessengegensatzes zwischen einer Methoden- und einer Einzelentgeltregulierung vorgeschlagen worden. Sie bemühen sich, die (vermeintlichen) Vorteile einer Einzelentgeltregulierung mit denjenigen einer prinzipiellen Beschränkung auf eine Methodenregulierung zu kombinieren.

a) Einzelentgeltregulierung nur in begründeten Einzelfällen

Hierzu könnte beitragen, dass nur ausgesuchte, insbesondere in ihrer Preispolitik auffällige Netzbetreiber einem Genehmigungserfordernis ausgesetzt werden. Ein solches Konzept ist jedoch bereits wegen Verletzung des Gleichbehandlungsgrundsatzes nach Art. 3 Abs. 1 GG abzulehnen. Alle Netzbetreiber sind einem gleichermaßen gültigen Regulierungskonzept zu unterwerfen. Die Klärung von Auffälligkeiten muss entweder für alle in einem präventiven Regulierungsverfahren oder aber – nach dem hier unterbreiteten Vorschlag – im Rahmen repressiver Aufsicht auf der Basis staatlicher Methodenregulierung erfolgen. Es lässt sich kein mit Art. 3 Abs. 1 GG vereinbarer Kriterienkatalog festlegen, nach dem die einen Netzbetreiber einer präventiven Einzelentgeltregulierung unterzogen werden und andere nicht. Die Zulässigkeit der Preispolitik lässt sich nicht vorab zweiteilen.

b) Strukturklassenbezogene Einzelentgeltregulierung

Auch in einer „strukturklassenbezogenen Einzelentgeltregulierung“ liegt keine sachgerechte Lösung des Problems. Befürworter eines solchen Konzeptes gehen davon aus, dass – wie es auch der VV II plus Strom Nr. 2 S. 1 mit Anlage 3 entspricht und wie es in Zukunft infolge der durch die Regulierungsbehörde zu praktizierenden Marktbeobachtung intensiviert werden muss – Strukturklassen für Netzbetreiber unter Beachtung unterschiedlicher Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb gebildet werden. Von den einer einheitlichen Strukturklasse zuzuordnenden Netzbetreibern wird dabei prinzipiell ein einheitliches Preisniveau erwartet. Abweichungen erfordern eine besondere Rechtfertigung. Nach Auffassung mancher Befürworter dieses Vorschlages ließe sich nun eine Einzelentgeltregulierung für die gesamte Gruppe der einer Strukturklasse zuzuordnenden Netzbetreiber vornehmen, die die umfangreiche Prüfung des Datenmaterials jedes einzelnen dieser Netzbetreibers (zunächst) vermeidet. Wer sich mit dieser Entgeltzulassung zufrieden gibt, bedürfte keiner weiteren Einzelentgeltgenehmigung. Nur der Netzbetreiber, der glaubt, sachgerechte Gründe für höhere Entgelte vortragen zu können, benötigen hierzu eine besondere regulierungsbehördliche Gestattung und könnte diese im Einzelfall beantragen. Dabei ist es dann noch ein weiterer wichtiger Aspekt, ob sich die strukturklassenbezogene Rahmenentgeltregulierung am Durchschnitt aller der Strukturklasse zuzuordnenden Netzbetreiber, am oberen Drittel oder an einer noch fest-

zulegenden Zahl der günstigsten Anbieter (z.B. die besten drei, die besten fünf oder die besten zehn der Gruppe) orientieren soll.

Auch ein solcher Vorschlag führt im Ergebnis nicht zu sachgerechten Ergebnissen. Bereits die bisherige Befassung mit der Thematik hat gezeigt, wie schwierig die Fixierung von Strukturklassen ist. Wie immer man diese im Einzelnen zuschneidet, so ergibt sich stets eine Zusammenfassung von Netzbetreibern mit immer noch mehr oder weniger differenzierten strukturellen Kosten für die Netzentgelte. Gestattet man allen Netzbetreibern einer Gruppe, über eine strukturklassenbezogene Einzelentgeltregulierung die so fixierten Entgelte zu fordern, ergeben sich einerseits Mitnahmeeffekte für solche Netzbetreiber, deren Preise aufgrund günstiger Rahmenbedingungen ihres Netzgebietes unterhalb denjenigen der „Strukturklassengenehmigung“ liegen könnten. Andere Netzbetreiber hingegen sind trotz der Zuordnung zu derselben Strukturklasse ungünstigeren Vorgaben für ihre Tätigkeit ausgesetzt und benötigen daher höhere Entgelte als in der Rahmengenemahmung zugelassen. Für diese wäre ein Einzelentgeltregulierungsverfahren folglich unvermeidbar. Mitnahmeeffekte auf der einen Seite und Einzelentgeltregulierungsverfahren trotz Rahmengenemahmung auf der anderen Seite, deren Zahl maßgeblich davon abhängt, nach welchen Kategorien die Rahmengenemahmung gebildet wird, wären somit das Ergebnis eines solchen Regulierungskonzeptes. Einen sachgerechten Kompromiss zwischen einer bloßen Methodenregulierung und einer umfassenden Einzelentgeltregulierung bildet ein derartiges Vorgehen nicht.

c) Einzelentgeltregulierung nur bei Preiserhöhungen

Die Bundesregierung spricht sich in ihrer Erwiderung auf die Stellungnahme des Bundesrates dafür aus, eine Einzelentgeltregulierung nur bei Preiserhöhungen vorzunehmen. Ein solcher Vorschlag ist nichts anderes als eine zeitlich etwas aufgeschobene umfassende Einzelentgeltregulierung, da Kosten und Preise mittelfristig stets steigen. Dies ist kein Kompromiss.

d) Anzeigeverfahren

Den Ausgleich zwischen einer reinen Methodenregulierung und einer Einzelentgeltregulierung kann ein Anzeigeverfahren für geplante Netzentgelterhöhungen bilden. Dadurch würden Netzbetreiber verpflichtet, Entgelterhöhungen vor der Praktizierung – z.B. 3 Monate – gegenüber der Regulierungsbehörde anzuzeigen und mit geeigneten Unterlagen zu begründen. Dadurch erhält die Regulierungsbehörde rechtzeitig die notwendigen Informationen und kann in begründeten Einzelfällen in eine nähere Untersuchung einsteigen. Auf diese Weise kann das Effizienzdefizit, das nach Auffassung des Bundesrates mit einer präventiven Methodenregulierung verbunden ist, deutlich reduziert werden. Dabei besteht zusätzlich die Möglichkeit, der Regulierungsbehörde für solche Fälle, in denen ein dreimonatiger Prüfungszeitraum zu einer abschließenden Meinungsbildung nicht ausreicht, die Befugnis zu geben, eine Verschiebung der Preiserhöhung für einen normativ festzulegenden Höchstzeitraum, z.B. für nochmals 3 Monate nach dem seitens des Netzbetreibers geplanten Termin für die Preisanpassung, durchzusetzen. Auf diese Weise erlangte die Behörde insgesamt einen 6-monatigen Prüfungszeitraum, ohne dass der Netzbetreiber zunächst durch die nach wie vor genehmigungsfrei mögliche Bildung von Einzelentgelten vollen-

dete Tatsachen schaffen kann. Mit einem solchen Konzept werden Elemente einer selektiven, d.h. auf begründete Fälle beschränkten Einzelentgeltregulierung erreicht, ohne dass diese wegen Art. 3 Abs. 1 GG unzulässige Rechtsfigur formal gewählt wird. Für die Netzbetreiber ist ein solches Konzept durchaus zumutbar, da sie im Falle einer umfassenden Einzelentgeltregulierung nach dem Modell des Bundesrates ohnehin die Prüfungsdauer für die Entgeltgenehmigung verkraften müssten, die die Regulierungsbehörde vor dem Hintergrund der Vielzahl der regelmäßig zeitgleich oder in zeitlicher Nähe beantragten Entgeltanpassungen benötigt.

Bei einem solchen Konzept ist es eine weitere Frage, ob der Regulierungsbehörde die Befugnis zugestanden werden soll, auch nach Ablauf der Prüfungsfrist (nach dem hier unterbreiteten Vorschlag im Regelfall 3 Monate, höchstens zu verlängern um weitere 3 Monate) im Rahmen der repressiven Regulierung niedrigere Netznutzungsentgelte durchsetzen zu können. Im Sinne eines angemessenen Interessenausgleichs könnte diese Befugnis auf neue, d.h. während des Anzeigeverfahrens seitens der Regulierungsbehörde noch nicht berücksichtigungsfähige Aspekte beschränkt werden. Allerdings ist zu sehen, dass je nach der Verteilung der Zuständigkeit (zentral umfassend bei der Bundesregulierungsbehörde oder nach dem Modell des § 48 GWB aufgeteilt zwischen Bundes- und Landesregulierungsbehörden) ein erheblicher zeitgleicher Arbeitsanfall der Regulierungsbehörde (n) entsteht, der einem solchen Präklusionstatbestand entgegensteht. Auch scheint eine solche Begrenzung regulierungsbehördlicher Kompetenzen gemeinschaftsrechtlich problematisch, da die repressiven Regulierungskompetenzen wie auch die Beschwerdemöglichkeit betroffener Netznutzer gegen eine rechtswidrige Entgeltspolitik insoweit keinen zeitlichen Grenzen ausgesetzt sind.

IV. Inhaltliche Anforderungen an eine Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung

Von besonderer Bedeutung sind die inhaltlichen Anforderungen der Regulierung, wobei die Netznutzung eine besondere Bedeutung für die Rechtspraxis hat, ohne dass die Problemkreise des Netzanschlusses und der Regelenergie unwichtig wären. Gerade der Komplex der Regelenergie bildet einen erheblichen Kostenfaktor. Dieser kann jedoch hier aus Raumgründen nicht näher beleuchtet werden⁷⁰. Dasselbe gilt für die – im Vergleich zur Nutzung – deutlich weniger diffizilen Anschlussbedingungen.

Eine Methodenregulierung muss sowohl das Netzzugangskonzept als auch die Entgeltbildung konkret festlegen. Dabei sei hier zunächst noch offen gelassen, wer diesbezügliche Fixierungen vornimmt (vgl. dazu Kap. V).

1. Netzzugangskonzept

a) Elektrizität

Das Netzzugangskonzept für Elektrizität ist über die Weiterentwicklung der Verbändevereinbarungen zu einem Standard geführt worden, der heute allgemeine Akzeptanz findet. Das transaktionsunabhängige Netzzugangskonzept der VV II plus ist für den Netznutzer administrativ einfach, indem er sich nicht in Verhandlungen

mit all denjenigen Netzbetreibern begeben muss, die von seinem Netzzugangswunsch physikalisch und / oder wirtschaftlich betroffen sind. Vielmehr vermittelt ihm der angesprochene Netzbetreiber die gesamte Dienstleistungspalette der Netznutzung, insbesondere auch die erforderlichen Netzdienstleistungen vorgelagerter Netzbetreiber. Der wirtschaftliche Ausgleich hierfür wird zwischen den Netzbetreibern selbst vorgenommen; der Netznutzer hat nur einen Vertragspartner. Das entfernungsunabhängige Netzzugangskonzept erspart komplexe Diskussionen über die Frage, welchen Weg die mittels Netznutzung zu transportierende elektrische Energie wirklich oder vermeintlich nimmt. Es umfasst nach dem Prinzip der Kostenabwälzung den gesamten Aufwand für den Netzzugang einschließlich der Beiträge vorgelagerter Netze. Es spricht daher nichts dagegen, dieses Konzept mit den notwendigen Konkretisierungen und Spezifizierungen normativ zu fixieren, vorrangig in einer auf das neue EnWG gestützten Rechtsverordnung. Dies ist auch der Stand der Reformdiskussion. Der Referentenentwurf des BMWA vom Oktober 2004 für eine Stromnetzzugangsverordnung – Strom NZV – übernimmt daher das Netzzugangskonzept der VV II plus Strom zu Recht in weitem Umfang. Zu erwägen ist allerdings wegen der großen rechtsgrundsätzlichen Bedeutung der Materie, diese stärker als bisher geplant in ihren grundsätzlichen Elementen bereits im EnWG (§ 20) zu verankern.

b) Gas

Gänzlich anders stellt sich die Situation für Gas dar. Die VV Gas II wählt ein transaktionsunabhängiges Modell allein für die örtliche Verteilerebene, nicht aber für den vorgelagerten Gastransport. Hier ist das Konzept transaktionsabhängig – mit allen Erschwernissen für Netznutzer. Die insoweit seitens der Gaswirtschaft lange Zeit vorgebrachten Argumente für die Unverzichtbarkeit eines solchen Konzepts im Hinblick auf die Sachwidrigkeit von Alternativen beginnen erst in jüngerer Zeit zu bröckeln. Maßgeblich hierzu hat ein seitens der Europäischen Kommission durchgeführtes Missbrauchsverfahren (Art. 82 EG) beigetragen⁷¹, das Zusagen betroffener Gasbetreiber im Sinne eines transaktionsunabhängigen Modells bewirkt hat⁷². Dabei können Einspeisung und Entnahme getrennt gebucht werden (Entry-exit-Modell), wobei allerdings zahlreiche Einzelheiten noch strittig sind. Hierzu zählt insbesondere die Zahl der Regelzonen, in die das Bundesgebiet aufzuteilen ist. Nur innerhalb einer Regelzone wird die mit dem Entry-Exit Modell erzielte Verfahrensvereinfachung erreicht. Je größer die Zahl der Regelzonen ist, desto komplexer stellt sich die praktische Umsetzung des Netzzugangs in der Gaswirtschaft dar. Dasselbe gilt für die Befugnis der Netzbetreiber, ihre Netzgebiete für den gaswirtschaftlichen Netzzugang in Teilnetze zu untergliedern. Eindeutig ist jedenfalls, dass der Netzzugang in der Gaswirtschaft sich deutlich von dem Standard der VV Gas II lösen und in Richtung auf ein flexibles Entry-exit-Modell entwickeln muss, wenn er praktikabel sein soll. Zwar ist nicht zu verkennen, dass zwischen der Gas- und der Elektrizitätswirtschaft wesentliche Unterschiede bestehen. Elektrizität ist eine homogene technische Dienstleistung, während Gas ein Natur-

⁷⁰ Zur Regelenergie vgl. die Fakten und Begriffserläuterungen der *et-Redaktion*, et 2003, 809.

⁷¹ Marathon-Verfahren, dessen Ergebnisse in die Energierechtsreform zu übernehmen sind. Ablehnend zur VV II Gas bereits der Monitoringbericht des BMWA, vgl. Fn. 73.

⁷² S. dazu auch *Neveling / Däuper*, InfrastrukturRecht 2004, 126 ff.; generell zu den Modellen gaswirtschaftlichen Netzzugangs *Wagner* u.a., et 2004, 562 ff.

produkt mit unterschiedlicher Konsistenz ist, das nicht beliebig vermischt werden kann. Auch ist die Besonderheit der Importabhängigkeit zu sehen – 80 % des Gases werden importiert, von Förderstaaten mit erheblicher Marktmacht. Schließlich bestehen auf der Ebene des Gasferntransportes partiell – anders als in der Elektrizitätswirtschaft – parallele Leitungen oder aber größer dimensionierte Gemeinschaftsleitungen im Eigentum mehrerer Gastransporteur, die dem Netznutzer begrenzte Alternativen hinsichtlich des Netzbetreiber-Vertragspartners eröffnen⁷³. Diese Unterschiede sind jedoch in ihrer Summe kein unüberwindbares Hindernis, das Netzzugangskonzept Gas im Sinne einer deutlichen Annäherung an dasjenige für Strom auszugestalten, um für die tägliche Praxis ein handhabbares Modell verfügbar zu haben. Daher ist eine normative Fixierung eines solchen Konzepts durch den Verordnungsgeber auf gesetzlicher Grundlage, die bereits maßgebliche Weichenstellungen festschreibt, unverzichtbar. Für die Präzisierung des Netzzugangskonzepts bereits im EnWG gelten die bereits für den Netzzugang Strom getroffenen Feststellungen.

2. Entgeltregulierung

a) Effizienz des Netzzugangs und Netzsicherheit

Die Entgeltregulierung tangiert eine Fülle von Einzelfragen. Ausgangspunkt ist der notwendige Interessenausgleich zwischen einem effizienten Netzzugang zur Förderung des Wettbewerbs und der – in der europarechtlichen Terminologie – Lebensfähigkeit der Netze (Art. 23 Abs. 2a Richtlinie Strom, Art. 25 Abs. 2a Richtlinie Gas), die in der Sprache des deutschen Energiejuristen nichts anderes als die Sicherheit der Energieversorgung im Bereich der Netznutzung betrifft. Mit den Netznutzungsentgelten steht und fällt die Effizienz des Netzzugangs. Das beste Netzzugangskonzept hilft nicht weiter, wenn prohibitiv hohe Netznutzungsentgelte eine ökonomische Sperre für den Netzzugang darstellen. Hiergegen lässt sich auch nicht einwenden, dass überhöhte Netznutzungsentgelte alle Netznutzer gleichermaßen treffen und sich insoweit gleichsam „wegkürzen“. Schon für Händler ohne Netz trifft dies nicht zu; dasselbe gilt für expansionswillige und damit den Wettbewerb fördernde EVU⁷⁴.

Auf der anderen Seite müssen die Entgelte sicherstellen, dass der Netzbetreiber den notwendigen Aufwand für die Instandhaltung, den Ausbau und die Neuinvestition von Netzen leisten kann. Künstlich niedrig gehaltene Netznutzungsentgelte, die diesen Anforderungen nicht genügen, gefährden die Netzsicherheit und damit die Sicherheit der Energieversorgung insgesamt. Stromversorgungsunterbrechungen in den USA, die ihre Ursache maßgeblich in derartigen Umständen haben, wirken insoweit als abschreckendes Beispiel. Entgegen manchem Eindruck in der Öffentlichkeit darf das Ziel der Entgeltregulierung daher nicht einseitig auf Preissenkung ausgerichtet sein.

Die hohe Kunst der Netzentgeltregulierung besteht somit darin, die beiden konträren Aspekte zum Ausgleich zu

bringen. Hierzu sind in den Verbändevereinbarungen für Elektrizität und Gas seitens der handelnden Verbände Vorschläge gemacht worden, die sich als Diskussionsgrundlage für die staatliche Preisregulierung anbieten. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Verbändemodelle in allen Punkten übernommen werden müssen. Im Einzelnen ist zu klären, nach welcher der unterschiedlichen betriebswirtschaftlichen Methoden eine Reinvestitionsfähigkeit des Netzbetreibers gesichert werden kann. Dabei ist zu sehen, dass die betriebswirtschaftlichen Methoden sich vielfach in ihren Gesamtauswirkungen nicht unterscheiden, wohl aber in dem Zeitpunkt des Mittelrückflusses für Investitionen an den Netzbetreiber. Dies gilt z.B. für das von der Bundesregierung in Anlehnung an die VV II plus befürwortete Konzept einer kalkulatorischen Abschreibung für den eigenfinanzierten Investitionsanteil auf der Basis von Tageswerten im Verhältnis zu der vom Bundesrat⁷⁵ befürworteten „Realkapitalerhaltung“, die den zugebilligten Ertrag des Netzbetreibers offen als Marktzins ausweist. Für die weitere Diskussion sollten vergleichende Modellrechnungen mit beiden Methoden erstellt werden, abhebend auf typische Netze (alt, mittelalt, neu; Stadt / Land; Übertragungs- und Verteilungsebene), um die Unterschiede deutlich werden zu lassen und so die politische Meinungsbildung zu erleichtern. Diese Unterschiede sind insbesondere dann von Bedeutung, wenn es gegenüber den Verbändevereinbarungen zu einem Methodenwechsel kommen sollte.

Für den eigenfinanzierten Anteil von Netzen sind Zinssätze zu fixieren, die sich an langfristig laufenden Wertpapieren orientieren. Auch ein Wagniszuschlag kann dem Grunde nach nicht streitig sein, da jede unternehmerische Tätigkeit mit Risiken behaftet ist. Dies gilt auch für Netzbetreiber, deren Risiken infolge der Monopolstellung des Netzbetriebs jedoch deutlich geringer als diejenigen anderer Unternehmen auf Wettbewerbsmärkten sind. Dem ist bei der Bemessung des Wagniszuschlages Rechnung zu tragen. Ob es sachgerecht ist, insoweit allein kapitalmarktorientierte Risikokriterien heranzuziehen, um daraus Beträge für Wagniszuschläge trotz der spezifischen Situation der Netzbetreiber abzuleiten⁷⁶, ist fraglich. Vielmehr sollte auch und gerade das spezifische unternehmerische Risiko des Netzinvestors durch den Wagniszuschlag abgebildet werden, da der Geldgeber darauf für die Bewertung des Risikos seiner Anlage maßgeblich abhebt. Auch ist zu fragen, ob der Wagniszuschlag für alle Netzbereiche gleich sein muss. Bereits die Verbändevereinbarungen unterscheiden insoweit zwischen Strom und Gas, wobei sich die Anschlussfrage erhebt, ob innerhalb der Elektrizitäts- oder der Gaswirtschaft für die verschiedenen Spannungs- oder Druckstufen einheitliche Wagniszuschläge notwendig sind oder ob es nicht gerade umgekehrt in Abhängigkeit von dem Ausmaß des Risikos der Differenzierung bedarf. Dasselbe gilt für die Lage des Netzes. So ist es etwa denkbar, dass in bestimmten Regionen die Prognose der weiteren Energienachfrage höhere Risiken für die Auslastung des Netzes ergibt als in anderen Regionen. Andererseits führen differenzierte Risikozuschläge zu einer Verkomplizierung der gesamten Entgeltspolitik in einem transaktionsunabhängigen Modell.

⁷³ Zu der Frage, ob dieser begrenzte Wettbewerb eine marktbeherrschende Stellung der Ferngas-Netzbetreiber ausschließt, vgl. Kap. IV 2c.

⁷⁴ Das umfassende Unbundling, d.h. die Trennung des Netzbetriebes von den übrigen EVU-Aktivitäten, soll und wird bereits dazu beitragen, dass die Netznutzungsentgelte allein netzorientiert, also ohne Rücksicht auf Erzeugungs-/ Beschaffungs- und Vertriebsinteressen gebildet werden. Das Unbundling unterstützt somit die Belange einer Netzentgeltregulierung bereits „EVU-intern“.

⁷⁵ BR-Drucks. 613/04 S. 17, 18.

⁷⁶ So Gerke, Risikoadjustierte Bestimmung des Kalkulationszinssatzes in der Stromnetz kalkulation, 2003, S. 18 ff. Er kommt zu einer Wagniszuschlag-Bandbreite zwischen 1,7% und 5%, was kaum als hilfreich zur Problemlösung bezeichnet werden kann.

Sowohl die seitens der Bundesregierung befürwortete Methode der Nettosubstanzerhaltung mit einer kalkulatorischen Abschreibung des eigenfinanzierten Netzanteils auf der Basis von Tagesneuwerten als auch das durch den Bundesrat bevorzugte Modell der Realkapitalerhaltung verfolgen das Ziel, Reinvestitionen zu ermöglichen. Dieses Ziel ist gerade im Hinblick auf die Sicherheit der Versorgung von besonderer Bedeutung. Insofern muss jedoch sichergestellt werden, dass die für Neuinvestitionen über die Netznutzungsentgelte finanzierten Beiträge der Netznutzer im Bedarfsfall den Netzbetreibern auch zur Verfügung stehen. Insofern fehlen bisher in dem Entwurf der Bundesregierung (einschließlich der bekannt gewordenen Verordnungen) und auch in der Erwiderung des Bundesrates jedwede Grundlagen zur Sicherung eines Eigenkapitalerhalts. Gesellschaftsrechtlich ist keineswegs ausgeschlossen, dass die Anteilseigner dem Netzeigentümer über die Ausschüttungspolitik die Geldmittel entziehen, die nach den Kalkulationsprinzipien für die Netznutzungsentgelte allein den Reinvestitionen dienen. Eine solche Sorge ist im Hinblick auf die umfangreiche kommunale Beteiligung an EVU und die angespannte Finanzlage der öffentlichen Haushalte keineswegs nur von theoretischer Bedeutung. Nichts anderes gilt aber auch für private Anteilseigner an Netzbetreibern, die sich aus unterschiedlichen unternehmenspolitischen Gründen veranlasst sehen können, Liquidität von dem Netzbetreiber abzuziehen. Es wäre ein schlechtes Ergebnis, wenn die Bildung und Regulierung der Netznutzungsentgelte der Sicherung notwendiger Neuinvestitionen dient, diese Geldmittel aber – insbesondere im Falle größerer Investitionen mit einem umfangreichen Finanzbedarf – wegen einer zwischenzeitlich hiermit nicht vereinbaren Ausschüttungspolitik nicht zur Verfügung stünden. Einen Beitrag hierzu kann eine normative Mittelbindung ebenso leisten wie eine regulierungsbehördliche verfügte Mittelbindung im Rahmen der Regulierungspraxis.

b) Entgeltregulierung Strom

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit hat den Referentenentwurf einer Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV im Oktober 2004 vorgelegt. Er liegt in weitem Umfang auf der Linie der Entgeltfindungskriterien der VV II plus, insbesondere hinsichtlich der grundsätzlichen Ausrichtung. Wegen der bereits erwähnten Ablehnung einer kalkulatorischen Abschreibung auf der Basis der Wiederbeschaffungswerte durch den Bundesrat und der von ihm bevorzugten Methode der Realkapitalerhaltung wird es insoweit noch der politischen Abstimmung bedürfen. Dies ist nicht nur erforderlich, weil das EnWG und die das Gesetz konkretisierenden Rechtsverordnungen politisch eine Einheit für das gesamte Programm der Energierechtsreform bilden. Hinzu kommt, dass nach § 24 EnWG-E die Rechtsverordnung für die Regulierung der Netznutzungsentgelte der Zustimmung des Bundesrates bedarf. Insofern sei nochmals die Empfehlung wiederholt, Gemeinsamkeiten und Unterschiede beider Konzepte durch geeignete Modellrechnungen für die weitere politische Diskussion zu verdeutlichen, auch unter dem Aspekt der Kontinuität der Entgeltspolitik aus der Zeit des verhandelten Netzzugangs, konkretisiert durch die VV II plus.

Ein gravierender Unterschied besteht zwischen dem vorgelegten Entwurf einer StromNEV und der VV II plus

hinsichtlich der Behandlung von Steuern. § 8 StromNEV erkennt allein die Gewerbesteuer als kalkulatorische Kosten an, während die VV II plus – unter Berufung auf betriebswirtschaftliche Aussagen der Wissenschaft⁷⁷ – die Körperschaftsteuer als Kosten einbezieht. Auch dieser Punkt wird Gegenstand der weiteren Diskussion sein müssen.

c) Entgeltregulierung Gas

Bezüglich der Entgeltregulierung Gas lag im Oktober 2004 noch kein Referentenentwurf des BMWA vor. Die bereits angesprochenen Kriterien für die Bildung und Regulierung der Netznutzungsentgelte Strom sind grundsätzlich auch auf die parallele Thematik für die Netznutzungsentgelte Gas übertragbar. Denn sie sind nicht strom- oder gaspezifisch, sondern tragen den Erkenntnissen der Betriebswirtschaftslehre unter Berücksichtigung der Zielsetzung der Regulierung Rechnung. Unterschiede bzgl. der Preisbildung für Strom und Gas sind nur dann gerechtfertigt, wenn sie im Hinblick auf die bereits angesprochenen Unterschiede zwischen Strom und Gas oder aufgrund verschiedener Marktgegebenheiten begründbar sind. Die VV Gas II wick insoweit in zwei wesentlichen Punkten von der Entgeltfindung für die Netznutzungsentgelte Strom ab. Auf der Ebene der Endverteilung sah Zif. 6.2.3 der VV Gas II keine Prüfung der individuellen Kostenlage vor, sondern „im Interesse der Transparenz und Vereinfachung“ die Bildung von Anhaltswerten auf der Basis durchschnittlicher Kosten für die auch hier transaktionsunabhängig als „Endverteilungsbriefmarke“ gebildeten Netznutzungsentgelte. Ein Sachgrund für eine solche Durchschnittsbetrachtung anstelle der Prüfung der individuellen Kostensituation besteht nicht. Ebenso wie im Elektrizitätsbereich gibt es auch im Gasbereich strukturbedingte Kostenunterschiede. Nivelliert man diese zugunsten einer Durchschnittsbetrachtung, entstehen sachlich nicht begründete Vorteile für die Verteilnetzbetreiber mit gegenüber der Durchschnittsbetrachtung günstigeren Kosten – und umgekehrt. Mit den Zielen einer effizienzorientierten Netzentgeltregulierung ist die Einräumung von Mitnahmeeffekten als Konsequenz einer Durchschnittsbetrachtung nicht vereinbar. Auch gemeinschaftsrechtlich bestehen insoweit Zweifel an der Vereinbarkeit mit Art. 18, 25 der Beschleunigungsrichtlinie Gas. Zukünftig sollte daher eine Entgeltregulierung auf der Basis konkreter Kosten stattfinden, wobei für die Gaswirtschaft ebenso wie für die Elektrizitätswirtschaft Strukturklassen im Sinne verbesserter Kostentransparenz gebildet werden müssen.

Eine weitere Besonderheit besteht hinsichtlich des Gasferntransportes; hier nimmt die VV Gas II in Nr. 6.1.7 sowohl einen aktuell bestehenden Wettbewerb zwischen verschiedenen Netzbetreibern als auch einen potentiellen Wettbewerb durch mögliche Neubauvorhaben für sich in Anspruch. Daher sollen die Transportpreise allein nach einem Vergleichsmarktprinzip mit nationalen wie ausländischen Gasnetzbetreibern, bezeichnet als „internationales und nationales Benchmarking“ gebildet werden. Der Regierungsentwurf eines EnWG deutet die Bereitschaft an, dieses Konzept zu tolerieren. Denn § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG-E stellt klar, dass die Netznutzungsentgelte grundsätzlich (also für Strom und Gas) auf der Grundlage

⁷⁷ Männel, et 2004, 256 ff.; ders., EW 2003 Heft 21 S. 18 ff., der auch Körperschaftsteuern als Steuern auf den Scheingewinn wegen der Differenz historischer Anschaffungskosten und der Abschreibung zu Wiederbeschaffungswerten) als Kostenbestandteile ausweist.

der Kosten einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung gebildet und reguliert werden. Etwas anderes gilt nur dann, wenn eine Rechtsverordnung nach § 24 EnWG, welche die generelle gesetzliche Grundlage für den Erlass von Entgeltverordnungen für Strom und Gas bildet, Abweichungen zulässt. Nähere Voraussetzungen hierfür werden in § 21 Abs. 2 EnWG-E im Widerspruch zu Art. 80 GG nicht aufgestellt. Allerdings verdeutlicht die Begründung zu der Norm, dass insoweit die Möglichkeit einer alleinigen Geltung des Vergleichsmarktpinzips für den Gasferntransport zugelassen werden soll, das für alle anderen Fälle nach § 21 Abs. 2 S. 2 EnWG-E nur kumulativ neben der kostenorientierten Preisbildung Gültigkeit hat.

Insoweit sind kritische Anmerkungen veranlasst. Soll über das Vergleichsmarktpinzip ein Preismarktniveau unterhalb desjenigen der kostenorientierten Preisbildung (unter Berücksichtigung der übrigen Parameter des § 21 Abs. 2 EnWG-E) mittels Regulierung durchgesetzt werden, würde die Lebensfähigkeit der Gasnetze und damit die Sicherheit der Gasversorgung gefährdet. Ein solches Ergebnis ist unhaltbar und offensichtlich auch nicht das Ziel der Norm, jedenfalls aber nicht der Parallelbestimmung der VV Gas II. Offensichtlich geht es somit darum, unter Hinweis auf aktuellen oder potentiellen Wettbewerb mittels des Vergleichsmarktpinzips höhere Preise als bei Geltung der sonst eingreifenden Preisprüfungskriterien zuzulassen. Damit aber stellt sich die Frage nach der Effizienz eines solchen Leitungswettbewerbs. Rein tatsächlich ist zu sehen, dass es Parallelleitungen nur in untergeordnetem Umfang gibt. Im Übrigen verwirklicht sich der Wettbewerb dadurch, dass das Ziel des Gas-transportes über gänzlich unterschiedliche Transportpfade erreicht werden kann. Daneben wird auf Gemeinschaftsleitungen mehrerer Ferngasnetzbetreiber verwiesen, die infolge entsprechender Kapazität den Wechsel von einem zu einem anderen Bruchteilseigentümer unter Nutzung derselben Leitungswege ermöglichen. Dies soll nach einem wirtschaftswissenschaftlichen Gutachten⁷⁸ wirksamen Wettbewerb mit der Konsequenz des Vergleichsmarktpinzips nach sich ziehen. Wäre dies zutreffend, dürfte es überhaupt keine Regulierung der Netznutzungsentgelte auf der Ferngasebene geben. Denn ordnungspolitisch schließen sich Wettbewerb und Regulierung als miteinander unvereinbare Kontrollmechanismen der Netzbetreiber aus. So weit aber will offensichtlich die Bundesregierung in § 21 Abs. 2 EnWG-E nicht gehen, da sie hier von einer Regulierung der Netznutzungsentgelte auf Ferngasebene, wenn auch nach dem Vergleichsmarktmmodell, ausgeht. Insofern ist die Zubilligung hinreichender wettbewerblicher Kontrolle einerseits und das Erfordernis einer Regulierung andererseits ein Widerspruch in sich. Hinzu kommt, dass die Beschleunigungsrichtlinie Gas in Art. 18, 25 gerade nicht zwischen der örtlichen Verteilerebene und der Ferngasebene unterscheidet. Somit geht der europäische Normgeber undifferenziert von einem Regulierungsbedarf aus. Dies zeigt auch ein Umkehrschluss zu Art. 19, 20, wo für die dort angesprochenen Speicheranlagen sowie für vorgelagerte Rohrnetze nach wie vor der verhandelte Netzzugang zugelassen wird. Nur insoweit, nicht aber für den Ferngas-transport bestehen europarechtliche Sonderregelungen. Schließlich ist für die nationalrechtliche Betrachtung der

⁷⁸ Knieps, Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft, 2002 (ohne jede Thematisierung einer marktbeherrschenden Stellung aufgrund Oligopols).

Thematik § 19 GWB zu berücksichtigen. Er sieht – in uneingeschränkter Übereinstimmung mit den Erkenntnissen der Wettbewerbstheorie – marktbeherrschende Stellungen in Form von Monopolen und von Oligopolen vor (§ 19 Abs. 2 S. 2 GWB). Für Letztere begründet § 19 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 und 2 GWB die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung, wenn 3 oder weniger Unternehmen zusammen einen Marktanteil von 50% sowie 5 oder weniger Unternehmen zusammen einen Marktanteil von 2/3 erreichen. Auf der Ferntransportebene für Gas aber sind aktuell nur fünf Unternehmen tätig, wobei sich das Bruchteilseigentum i.d.R. auf zwei oder drei Partner beschränkt. Damit greift die Oligopolvermutung. Hinzu kommt, dass es sich beim Ferngastransport um ein homogenes Massengut, allein differenziert nach HL- und NL-Qualität handelt. Der Preis für den Netzzugang wird im Sinne der Effizienz des Netzzugangs transparent sein. Für Strom sieht § 27 Abs. 1 Strom NEV-E ausdrücklich die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte im Internet und zur Mitteilung an jedermann auf Anfrage vor. Wird diese Regelung für den Netzzugang Gas übernommen, ist die Transparenz uneingeschränkt gegeben. Aber auch unabhängig davon wird sie sich auf dem Markt notwendigerweise wegen der Auskunftspflicht des Netzbetreibers gegenüber Interessenten ergeben.

Vor dem Hintergrund dieser Zusammenhänge sollte sehr sorgfältig geprüft werden, ob § 21 Abs. 2 EnWG-E Bestand haben kann.

d) Effizienzorientierte Elemente einer Entgeltregulierung

aa) Tradierte Elemente: Rationelle Betriebsführung und Vergleichsmarktmmodell

Staatliche Preiskontrolle verfügt in den Ausgangspunkten nur über begrenzte Alternativen. Einmal ist es möglich, die Kosten eines Unternehmens zu überprüfen und daraus nach betriebswirtschaftlichen Maßstäben zulässige Entgelte zu folgern. Ein zweiter Ansatz besteht in einem Preisvergleich mehrerer Monopolisten, um zu fragen, ob ein überprüftes Unternehmen von der Üblichkeit der Preispolitik insgesamt oder der mit ihm vergleichbaren Unternehmen abweicht. Der erstgenannte Maßstab ist derjenige des geltenden Strompreisrechts, der zweite der klassische Maßstab der kartellrechtlichen Preismissbrauchsaufsicht⁷⁹. Beide Maßstäbe sind kombinierbar. So kann im Rahmen einer Kosten- und Gewinnkontrolle auch auf die Preispolitik vergleichbarer Unternehmen abgehoben werden. Dieses Konzept verfolgt das Strompreisrecht, das in § 12 Abs. 2 BTO Elt bei der Kosten- und Erlöslage des Antragstellers ansetzt und im Rahmen der allgemeinen Preisbildungsgrundsätze des § 1 Abs. 1 S. 4 Hs. 2 BTO Elt auch auf die Preispolitik anderer EVU bei vergleichbaren Versorgungsverhältnissen abhebt. Gleichsam spiegelbildlich ist die Situation für die kartellrechtliche Preismissbrauchskontrolle. Hier bilden konkrete Kosten eines Unternehmens einen Korrekturmaßstab und damit eine Rechtfertigung für Preise, die sich negativ von denjenigen der Vergleichsunternehmen abheben. Auch der Entwurf des EnWG kombiniert zu Recht beide Maßstäbe; damit werden Erkenntnisse aus grundlegend verschiedenen Ansätzen zur Findung eines sachgerechten Preises herangezogen.

⁷⁹ Einzelheiten bei *Büdenbender*, EnWG, § 6 Rn. 69 ff.

Im Sinne einer weiteren Verfeinerung der Preisbildungskriterien und der Entgeltregulierung, nicht zuletzt im Sinne der Effizienz, bieten sich verschiedene Ansätze an. Bereits das geltende Recht erkennt nicht pauschal die seitens eines EVU geltend gemachten Kosten an, sondern nur diejenigen, die bei einer betriebswirtschaftlich rationellen Betriebsführung erforderlich sind (§ 12 Abs. 2 BTO Elt). Nicht anders verfährt die kartellrechtliche Missbrauchskontrolle bei der Überprüfung von Kosten, sei es als Rechtfertigungsgründe für höhere Preise im Rahmen des Vergleichsmarktkonzeptes, sei es bei einer ausnahmsweise auch hier praktizierten Kosten- und Gewinnkontrolle. Solche Kosten, die den Anforderungen einer rationellen Betriebsführung nicht entsprechen, werden bei der Umrechnung von Kosten in Preise negiert und gehen damit zulasten des EVU. Die kalkulatorische Rechnung erfolgt ohne solche Kostenelemente, jedenfalls im Rahmen der regulatorischen Entscheidung. Auf diese Weise wird die vielfach kritisierte „Produktion von Kosten“ und deren automatische Anerkennung bei den Preisen vermieden. Der Kostenbegriff wird insoweit normativ relativiert. Nichts anderes gilt, wenn man statt des Begriffes der „energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ auf die „Kosten einer effizienten Leistungserbringung“ abhebt, wie dies das geltende Telekommunikationsrecht vorsieht und wie es der Bundesrat für das EnWG fordert⁸⁰. Inhaltlich liegt darin keine Änderung. Allenfalls emotional-psychologisch mag man einen Vorteil darin sehen, den Ansatz für eine Einschränkung der Kostenakzeptanz in einem im Regulierungsrecht an anderer Stelle bereits etablierten Begriff anstelle in einem in dem geltenden Energierecht schon lange bestehenden Terminus zu sehen. In der Sache verbindet sich damit keine Differenzierung; in beiden Fällen geht es um das ordnungspolitisch unverzichtbare Recht der Regulierungsbehörde, die Kosten nicht nur im Hinblick auf ihren tatsächlichen Anfall, sondern wegen der Geltendmachung durch ein marktbeherrschendes Unternehmen bzgl. der Erforderlichkeit zu prüfen (allerdings nicht subjektiv, sondern marktorientiert).

Im Rahmen des Vergleichsmarktkonzeptes bestehen gleichfalls Möglichkeiten, die Preisprüfung anspruchsvoll im Sinne von Effizienz zu gestalten. Dies ist bereits durch den Kreis der Vergleichsunternehmen erreichbar. Es wurde bereits dargestellt, dass aufgrund der erheblich unterschiedlichen strukturbedingten Kosten (Besiedlungsdichte, Struktur der Nachfrager, Verkabelungsgrad etc.) nicht jeder Netzbetreiber mit jedem Netzbetreiber, sondern nur prinzipiell vergleichbare Netzbetreiber miteinander verglichen werden können. Dies führt zu den bereits thematisierten Strukturklassen. Im Rahmen des Vergleichsmarktkonzeptes ist es allein sachgerecht, auf die Netzbetreiber abzuheben, die sich in derselben Strukturklasse befinden. Dabei kann durchaus der Versuch unternommen werden, die Kriterien für die Bildung von Strukturklassen gegenüber der bisherigen Praxis noch weiter zu verfeinern. Ein eher anspruchloser Maßstab für das Vergleichsmarktkonzept hebt nur auf den Durchschnitt der Preise innerhalb einer Strukturklasse ab. Je mehr allein die Preise der günstigen Netzbetreiber in der Gruppe für maßgeblich erklärt werden, umso ehrgeiziger wird der Kontrollansatz für alle anderen. Insoweit besteht ein Gestaltungsspielraum für den Normgeber und die Regulierungsbehörden, falls das Regulierungsrecht ent-

sprechende Entscheidungsspielräume belässt. Allerdings sollte der Maßstab nicht überzogen werden: Auch auf Wettbewerbsmärkten ist nicht nur für den billigsten Anbieter Raum.

Die vorstehenden Ansätze kombinieren nicht beliebig oder willkürlich unterschiedliche Maßstäbe, sondern ergänzen sich logisch. Auf der ersten Stufe erfolgt die Prüfung, ob geltend gemachte Kosten tatsächlich angefallen und den einzelnen Kundengruppen verursachungsgerecht zugeordnet worden sind. Die zweite Prüfungsstufe ist normativ geprägt und fragt nach der Begründetheit der Kosten. Maßstab hierfür ist sowohl die Schlüssigkeit der Kostenverursachung, beurteilt aus dem Zeitpunkt der unternehmerischen Entscheidung (nicht nachträglich aufgrund späterer Erkenntnisse⁸¹) und / oder mit dem Blickwinkel der Üblichkeit. Auf der dritten Stufe werden – als Kontrolle der Schlüssigkeit des Regulierungsergebnisses – Marktergebnisse (= Entgelte) vergleichbarer Netzbetreiber einbezogen.

In diesem Zusammenhang können auch die Kosten anderer EVU betrachtet werden (so zu Recht § 21 Abs. 2 EnWG-E). Dies bedeutet keine unzulässige Vermischung einer Kosten- und Gewinn-Kontrolle mit einem Vergleichsmarktkonzept. Ein Kostenvergleich zwischen verschiedenen Netzbetreibern kann Hinweise dafür geben, ob die „angefallenen“ Kosten den Anforderungen einer energieeffizienten rationellen Betriebsführung oder einer effizienten Leistungserbringung entsprechen. Maßstab können insoweit jedoch nur tatsächliche Marktgegebenheiten, nicht jedoch idealtypische, gedanklich konstruierte Netzbetreiber nach Vorstellung der Regulierungsbehörde sein.

bb) Anreizregulierung

Ein besonderes Phänomen stellt die Anreizregulierung dar. Auf der Grundlage der bisherigen Darlegungen zu den Ansätzen für eine Preiskontrolle hat sie insbesondere Bedeutung zur Durchsetzung von Effizienzsteigerungen bei den Preisführern. Denn alle anderen Netzbetreiber, die einer Strukturklasse zuzuordnen sind, müssen sich vorrangig an den in ihrer Strukturklasse eingeordneten Netzbetreibern mit günstigeren Preisen orientieren. Dem gegenüber haben die Preisführer theoretisch die Möglichkeit, sich auf dem bisherigen Effizienzstand „auszuweichen“. Da nach allgemeiner Erfahrung ein Monopolist der Gefahr ausgesetzt ist, nicht die letzten Möglichkeiten an Effizienzverbesserung auszunutzen, ist das Bemühen um Effizienzreize insoweit verständlich. Allerdings gibt es hierzu verschiedene Verfahren, die zu unterschiedlichen Ergebnissen führen⁸². Ein Wesen der Anreizregulierung ist es, dem Preisführer Anreize für eine Verbesserung zu geben, ggfls. auch gegen seinen Willen. Damit wird nicht nur die Möglichkeit einer Entgeltreduzierung bei ihm erreicht, sondern mittelfristig zugleich der Maßstab im Sinne des Vergleichsmarktkonzeptes für die derselben Strukturklasse zuzuordnenden Netzbetreiber preislich nach unten verschoben. Denn nach einer Übergangszeit, d.h. nach Vereinnahmung der wirtschaftlichen Vorteile aus einer Effizienzverbesserung (= Anreiz), verschiebt sich das Preisniveau des Preisführers zur Normalität seiner Strukturklasse und ist damit Maßlatte für alle anderen „Gruppenmitglieder“ im Rahmen

⁸⁰ BR-Drucks. 613/04 S. 17.

⁸¹ Vgl. *Büdenbender*, Jahrbuch für Umwelt- und Technikrecht 2004 (s. Fn. 31) S. 189 ff. (238).

⁸² *Richmann*, et 2004, 134 ff.; *Kutschke* u.a., et 2004, 139 ff.

der rationellen Betriebsführung, des Kostenvergleichs und des Vergleichsmarktpinzips.

Im Einzelnen zeichnet sich eine Anreizregulierung dadurch aus, dass im Sinne eines Price-Caps dem Netzbetreiber für eine bestimmte Zeit ein Gesamterlös, auch unter Berücksichtigung von prognostizierten Inflationsentwicklungen, zugebilligt wird. Kostenreduzierungen in dieser Periode kommen damit dem Netzbetreiber zugute und verbessern seine Erlöslage. Auch ist es denkbar, derartige Verbesserungen im Sinne eines Stufenmodells zwischen Netzbetreiber und Netznutzern aufzuteilen. Nach Abschluss einer Referenzperiode allerdings wird dann von den Netzbetreibern erwartet, die Effizienzverbesserung vollständig als Ausfluss seiner Verpflichtung zu einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung bzw. zu einer effizienten Leistungserbringung an die Netznutzer weiterzugeben. Die Gefahr eines solchen Konzeptes besteht darin, den Netznutzer auf Dauer einer Preisspirale auszusetzen, so dass die Preissenkungen nicht über Effizienzverbesserungen, sondern über die Unterlassung notwendiger Wartungs- und Investitionsmaßnahmen erreicht werden. Dies ist ebenso abzulehnen wie das Ausruhen des Netzbetreibers auf erreichten Effizienzstandards. Selbst wenn ein Netzbetreiber zu einem bestimmten Zeitpunkt für sich in Anspruch nehmen kann, alle oder nahezu alle Effizienzmöglichkeiten ausgeschöpft zu haben, ist keineswegs gesichert, dass dieser Zustand in der weiteren Entwicklung auch erhalten bleibt. Insofern sind Effizienzbemühungen eine Daueraufgabe. Hier wird erneut deutlich, in welchem Spannungsfeld von Effizienzverbesserung und Netzsicherheit sich die Regulierungstätigkeit bewegt.

Im Hinblick darauf, dass ausländische Regulatoren Anreizsysteme nach ihrer eigenen Darstellung mit Erfolg praktizieren und dass ein Netzbetreiber als Monopolist nicht für sich in Anspruch nehmen kann, bereits frei von jeder Kontrolle das Maximum an Effizienz zu erbringen (ein solcher Standpunkt wäre auch ordnungspolitisch wohl kaum zu vermitteln), wird die weitere intensiviertere Befassung mit Anreizsystemen unvermeidbar sein. Dabei genügt es allerdings nicht, wie es der Entwurf des EnWG in § 21 Abs. 2 formuliert, undifferenziert die Anforderungen einer anreizorientierten Preisbildung zu fixieren und alles weitere der späteren Entwicklung zu überlassen. Ein solches Vorgehen ist mit rechtsstaatlichen Anforderungen an die Bestimmtheit der Entgeltregulierung nicht vereinbar, zumal die Entgeltspolitik eines Unternehmens zum Kernbestand unternehmerischer Betätigung gehört. Vielmehr bedarf es konkreter normativer Vorgaben für die Anreizregulierung. Lassen sich diese wegen der Komplexität der Materie im laufenden Gesetzgebungsverfahren noch nicht erarbeiten, sollte der Gesetzgeber sich auf die Schaffung einer Ermächtigungsgrundlage für eine Rechtsverordnung beschränken und mit deren Erarbeitung den BMWa beauftragen (mit ehrgeiziger, aber auch mit realistischer Zeitvorgabe!)⁸³

V. Regulierungszuständigkeit

Die Frage nach der Regulierungszuständigkeit hat in der Bundesrepublik Deutschland die Diskussion über die Regulierung der Energiewirtschaft insbesondere im Jahre 2003 intensiv beschäftigt. Dabei wurde die Thematik sachwidrig dahingehend verkürzt, ob die Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post oder das Bun-

deskartellamt entscheidungsbefugt sein solle. In Wirklichkeit stellen sich jedoch Zuständigkeitsaspekte in viel umfassenderem Umfang. Dabei ist zu betonen, dass die Zuständigkeit zwar eine wichtige Frage ist. Vorrang hat aber die inhaltliche Ausgestaltung der Regulierung. Je konkreter und je sachgerechter diese gelingt, umso mehr tritt die Frage der Zuständigkeit in den Hintergrund, auch wenn es stets von Bedeutung ist, wer für sensible und in der Praxis bedeutsame Themen entscheidungsbefugt ist.

1. Normative oder exekutive Regulierungskompetenzen

Zunächst ist zu klären, ob der Normgeber und / oder die Administration zur Entscheidung von Regulierungsproblemen befugt ist. Dabei steht es außer Frage, dass in einem der Wesentlichkeitstheorie und der Gesetzmäßigkeit der Verwaltung verpflichteten Staat die maßgeblichen Entscheidungen stets durch den Normgeber zu fällen sind. Insofern wirken formelles Gesetz und Rechtsverordnung, gestützt auf Art. 80 GG, zusammen. Das Zusammenspiel von formellem Gesetz und Rechtsverordnung hat sich bereits in der Vergangenheit im Energiebereich bewährt; es sollte auch in Zukunft beibehalten werden. Allerdings erscheint es in Anbetracht der Bedeutung der Regulierung der Energiewirtschaft sachgerecht, dass die Vorgaben im formellen Gesetz präziser als in dem Entwurf der BReg sind.

Administrative Kompetenzen bestehen stets im Rahmen der repressiven Aufsicht sowie des Beschwerdemanagements. Dies kann nur einzelfallorientiert durch eine Behörde erfolgen. Auch eine Einzelentgeltregulierung, wie sie vom Bundesrat⁸⁴ vorgeschlagen wird, begründet notwendigerweise die Zuständigkeit der Regulierungsbehörde (n) auf normativer Grundlage. Eine Entgeltfixierung durch den Normgeber für 1.700 Netzbetreiber ist schon unter Aspekten der Rechtspraxis völlig ausgeschlossen, abgesehen von Bedenken gegen eine Einzelfallgesetzgebung.

Anders ist die Situation hinsichtlich der Methodenregulierung. Hier erscheint es durchaus möglich, dass alle wesentlichen Anforderungen zur Preisbildung und Preisregulierung durch den Normgeber (formelles Gesetz und Rechtsverordnung) umfassend vorgegeben werden. Darin liegt das Konzept einer abschließenden normativen Methodenregulierung. Es ist europarechtlich zulässig, auch wenn das Europarecht insoweit von Regulierungsbehörden spricht. Damit will das Europarecht jedoch, wie an anderer Stelle⁸⁵ näher begründet wurde, nicht in das innerstaatliche Kompetenzgefüge eingreifen. Im Übrigen ist es für die ergebnisorientierten Beschleunigungsrichtlinien gleichgültig, ob der Normgeber oder eine Administration, gestützt auf Rechtsnormen, die Methode der Preisregulierung vorgibt. Die Frage, ob die Methodenregulierung abschließend durch den Normgeber erfolgt oder aber zusätzlich durch die Regulierungsbehörde konkretisiert wird, ist folglich keine der Befolgung europarechtlicher Vorgaben, sondern eine solche der ordnungspolitischen Zweckmäßigkeit. Diese spricht gegen eine abschließende normative Methodenregulierung, auch wenn die wesentlichen Elemente der Entgeltregulierung normativ im Sinne der Rechtssicherheit fixiert werden müssen. Preisregulierung als Wettbewerbssurrogat würde erstarren, wenn man ihr von vornherein jede Beweglich-

⁸³ In dieser Richtung auch der Bundesrat, BR-Drucks. 613/04 S. 15.

⁸⁴ BR-Drucks. 613/04 S. 18 ff.

⁸⁵ *Büdenbender*, et 2003, special zu Heft 9, S. 2 ff.

keit und Weiterentwicklung nimmt. Dabei ist zu sehen, dass die Regulierung der Energiewirtschaft Neuland für die Bundesrepublik Deutschland bedeutet; eine Übertragung von Erkenntnissen aus dem Ausland wie auch aus dem Telekommunikations- und Postbereich sind nur begrenzt möglich. Insofern handelt es sich um einen Lernprozess. Dieser erfordert es, auf der Basis des zur Entscheidung vorgelegten Fallmaterials neue Erkenntnisse zu gewinnen und in Entscheidungen umzusetzen. Dies ist kein Bekenntnis für eine beliebig „atmende“ Regulierung, sondern lediglich ein Plädoyer für eine ordnungspolitisch erforderliche hinreichende Flexibilität. Nicht der Normgeber, sondern die Regulierungsbehörden bekommen das Fallmaterial aus der Praxis auf den Tisch und können so Erfahrungen gewinnen. Es würde zur Verkrustung des neuen Rechts führen, wenn dieses keinerlei Flexibilität zur Umsetzung neuer Erkenntnisse böte.

Im Einzelnen bedeutet das hier vorgeschlagene Konzept folgendes⁸⁶:

Alle diejenigen Aspekte der Entgeltfindung und Entgeltregulierung, die wichtig und nicht streitig sind, sollten normativ vorgegeben und festgeschrieben werden. Dasselbe gilt für solche Kriterien der Entgeltregulierung, die zwar noch kontrovers beurteilt werden, deren Vor- und Nachteile jedoch ausdiskutiert sind und die damit politisch entscheidungsreif sind. Damit bleiben diejenigen Kriterien übrig, die noch streitig und noch nicht ausdiskutiert, ja vielleicht noch nicht einmal in all ihren Facetten erkannt worden sind. Wollte man hier gleichwohl bereits eine Festschreibung vornehmen, hätte dies eine Erstarrung des Energierechts und die Notwendigkeit vielfältiger späterer Novellierungen bereits aus heutiger Sicht zur Folge. Weder dem Normgeber noch der Energiewirtschaft noch hiervon Betroffenen, insbesondere den Kunden, ist es zuzumuten, einem Dauer-Reformprozess ausgesetzt zu sein. Vielmehr erscheint es sachgerecht, nach der jetzt anstehenden Reform des Energierechts eine Phase der Konsolidierung eintreten zu lassen. Somit ist es erforderlich, aus der Anwendungspraxis der Regulierungsbehörden resultierende Erkenntnisse im Sinne einer praxisorientierten Weiterentwicklung und Konkretisierung der Kriterien für die Entgeltfindung und Entgeltregulierung zu nutzen, jedoch gestützt nicht auf beliebige, sondern auf möglichst konkrete normative Vorgaben. Im Einzelnen fallen unter diese Kategorie von behördlichen Entscheidungskompetenzen sachverhaltsorientierte Aspekte, z.B. die Fixierung von kapitalmarktorientierten Zinssätzen, aber auch die Konkretisierung notwendigerweise noch unbestimmter Rechtsbegriffe.

Eine gänzlich andere Frage ist es, ob den Regulierungsbehörden insoweit ein Entscheidungsspielraum frei von gerichtlicher Kontrolle zuzubilligen ist. Für den Bereich des Telekommunikationsrechts nimmt die Regulierungsbehörde einen solchen Spielraum für sich in Anspruch, ohne dass dies bisher gerichtlich abschließend entschieden wurde. In der Sache ist eine solche Bandbreite gerichtskontrollfreier Regulierung abzulehnen⁸⁷. Gerade wenn man dafür plädiert, dass der Regulierungsbehörde die Kompetenz zu einer Weiterentwicklung und Konkretisierung des Regulierungssystems auf der Basis mög-

lichst konkreter normativer Vorgaben im Sinne von Flexibilität zugebilligt wird, muss sich eine so gefundene Behördenpraxis der gerichtlichen Überprüfung stellen. Dies entspricht im Übrigen dem Rechtsverständnis zum Kartellrecht, wo die höchstrichterliche Rechtsprechung⁸⁸ auch für so komplexe Probleme wie die Abgrenzung des relevanten Marktes, die Fixierung einer hier bestehenden Marktstellung als marktbeherrschend oder die Konkretisierung des Missbrauchsbegriffs zu keiner Zeit Beurteilungsspielräume zugunsten der Kartellbehörde anerkannt hat. Anders formuliert: Die Forderung nach behördlichen Konkretisierungskompetenzen wird gerade dadurch rechtspolitisch erträglich, dass aus Sicht der Behörden das Damoklesschwert einer gerichtlichen Vollkontrolle darüber schwebt.

2. Bund und Länder

Eine weitere Frage der Regulierungszuständigkeit betrifft das Zusammenspiel von Bund und Ländern. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung (§ 54 Abs. 1 EnWG-E) votiert für eine alleinige Zuständigkeit der Bundesregulierungsbehörde und überlässt den Ländern nur noch selektive Kompetenzen im Rahmen einer spezifischen Missbrauchsaufsicht für die Grund- und Ersatzversorgung (§§ 36, 38, 40 EnWG-E). Der Bundesrat⁸⁹ fordert hingegen – entsprechend dem föderalen Prinzip in Art. 83 GG – eine Beteiligung auch der Länderbehörden, zumal diese im Energiebereich über umfangreiche Erfahrungen verfügen. Die Abgrenzung der Bundes- und Landeszuständigkeiten könnte in Anlehnung an § 48 GWB erfolgen, wo auch für das Kartellrecht die Zuständigkeiten von Bundes- und Landeskartellbehörden geregelt wird. Alternativ dazu bestünde die Möglichkeit, den Verteilnetzbereich den Ländern und alle anderen Netzebenen der Bundesregulierungsbehörde zuzuordnen.

Die Thematik bekommt noch eine zusätzliche Dimension, wenn sich der Bundesrat mit seiner Forderung nach einer Einzelentgeltregulierung durchsetzen sollte. In diesem Falle würde eine abschließende Bundeszuständigkeit in der Tat einen großen und eher abschreckend wirkenden zentralen Behördenapparat zur Folge haben.

Die Argumente zugunsten einer ausschließlichen Behördenzuständigkeit auf Bundesebene vermögen nicht zu überzeugen. Der Grundsatz des Art. 83 GG, wonach Bundesgesetze durch die Länder ausgeführt werden, ist in einem föderalen Rechtsstaat ernst zu nehmen. Eine ausschließliche Bundeszuständigkeit ist zwar möglich (vgl. Art. 87 Abs. 3 GG), unterliegt aber einer besonderen Rechtfertigungslast. Diese kann nicht allein in der Gefahr unterschiedlicher Entscheidungen vergleichbarer Themen auf Bundes- und Landesebene gefunden werden. Konsequenz zu Ende gedacht ist ein derartiger Hinweis ein „Totschlagsargument“ gegen jede Landeszuständigkeit bei der Ausführung von Bundesgesetzen. Im Übrigen liegt es in der Hand des Normengebers und der für die Regulierungsmethode allein zuständigen Bundesregulierungsbehörde, die Anforderungen an die Methodenregulierung so zu fixieren, dass Entscheidungsspielräume der Länder deutlich reduziert, wenn nicht weitgehend auf Null gebracht werden. Eine umfangreiche Kooperation von Bund und Ländern, ein Erfahrungsaustausch, die Behandlung der Thematik in der Wissenschaft und nicht

⁸⁶ Ebenso bereits *Büdenbender*, aaO (Fn. 31).

⁸⁷ Wie hier v. *Danwitz*, DVBl 2003, 1405 mit zahlreichen weiteren Nachweisen.

⁸⁸ Vgl. die Nachweise bei *Möschel* in Immenga / Mestmäcker, GWB, 3. Aufl. 2001, § 19 Rn. 23 ff., 44 ff., 99 ff.

⁸⁹ BR-Drucks. 613/04 S. 36 ff.

zuletzt die Kontrolle von Regulierungsentscheidungen durch die Gerichte ohne Beurteilungsspielraum der Regulierungsbehörde tragen maßgeblich zu einer Vereinheitlichung der Entscheidungspraxis bei.

Darüber hinaus verweist die Bundesregierung auf große Kosten, die der Aufbau paralleler Regulierungszuständigkeiten in den Ländern nach sich zieht. Manche Sach- und personelle Ausstattung müsse mehrfach vorgehalten werden. Auch dieses Argument vermag letztlich nicht zu überzeugen. Einmal haben die Länder die Möglichkeit, bereits vorhandene Ressourcen zu nutzen, die bei Überführung des Strompreisrechts in ein Entgeltregulierungssystem sowie bei weitgehender Reduzierung der Energieaufsicht nach dem EnWG zu einem erheblichen Teil fortfallen. Im Übrigen bieten sich Kooperationen zwischen den Bundesländern an, wie sie bereits seit längerem auch sonst bestehen, z.B. bei der Einrichtung des Obergerichtspräsidenten Lüneburg durch die Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein. In ähnlicher Form könnten auch mehrere Bundesländer eine gemeinsame Regulierungsbehörde installieren. Im Übrigen ist noch zu sehen, dass der Aufwand für eine umfassend die gesamte Regulierungstätigkeit wahrnehmende Bundesregulierungsbehörde ebenfalls erheblich wäre. Schließlich ist unter Effizienzaspekten kaum einsichtig, dass die Preispolitik eines kleinen, nur landesintern tätigen Verteilnetzbetreibers sich der repressiven regulierungsrechtlichen Betreuung durch eine Bundesregulierungsbehörde erfreuen soll.

3. RegTP oder BKartA?

Abschließend ist noch kurz darauf einzugehen, ob auf Bundesebene die Zuständigkeit der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post um den Energiebereich erweitert werden oder ob das Bundeskartellamt insoweit eine Anreicherung seiner bisher auf die kartellrechtliche Missbrauchskontrolle beschränkten Kompetenzen erfahren soll. Für beide Vorgehensweisen sprechen Argumente. Vorteilhaft ist es jedenfalls, nicht eine neue Behörde zu gründen, sondern eine vorhandene Behörde zu nutzen. Für die RegTP spricht, dass sie bereits Erfahrungen im Regulierungsbereich hat und diese auf den Energiebereich übertragen kann. Für das Bundeskartellamt votiert, dass dieses schon im Energiebereich umfangreich tätig war, auch wenn Regulierungstätigkeit rechtlich ein Aliud gegenüber kartellrechtlicher Missbrauchsaufsicht ist. In dieser Situation erscheint die politisch heute nahezu unkontroverse Entscheidung zugunsten der RegTP gut unvertretbar und sollte nicht weiterhin hinterfragt werden.

VI. Zusammenfassung in Thesen

Die vorstehenden Überlegungen für das weitere Gesetzgebungsverfahren lassen sich in Thesenform wie folgt zusammenfassen:

1. Der Regulierungsgegenstand ist auf die Bereiche Netzzugang, Netznutzung / Netznutzung und RegEnergie zu beschränken, wie es das Europarecht vorgibt. Eine Erweiterung ist ordnungspolitisch abzulehnen.
2. Geeignetes Regulierungskonzept ist die von der Bundesregierung beabsichtigte Methodenregulierung unter Verzicht auf eine Einzelentgeltregulierung. Die Forderung des Bundesrates, aus Gründen der Effizienz sowie der Rechtssicherheit eine umfassende Einzelentgeltregulierung vorzusehen, ist nicht begründet. Im Sinne einer Vermittlung zwischen beiden

Standpunkten bietet sich für Entgeltänderungen ein Anzeigeverfahren an, dass die Netzbetreiber verpflichtet, die Regulierungsbehörde (n) in einem angemessenen zeitlichen Vorlauf (z.B. 3 Monate) von beabsichtigten Entgeltänderungen, insbesondere von Entgelterhöhungen, unter Beifügung geeigneter Unterlagen in Kenntnis zu setzen.

3. Netzzugang und Netzentgeltfindung sind in Rechtsverordnungen nach entsprechenden, gegenüber dem bisherigen Gesetzentwurf der Bundesregierung weitergehenden gesetzgeberischen Konkretisierungen im Einzelnen festzulegen.
4. Der Netzzugang in der Elektrizitätswirtschaft nach der Konzeption der VV II plus hat sich bewährt. Er ist in einer Netzzugangsverordnung Strom zu verankern. Dies entspricht dem Referentenentwurf des BMWA für eine Netzzugangsverordnung Strom.
5. Das Netzzugangskonzept für die Gaswirtschaft nach der VV Gas II hat sich nicht bewährt und ist abzulehnen. Sachgerecht ist eine normative Verankerung des Entry/Exit-Modells. Die Überlegungen des BMWA, der insoweit noch keinen geschlossenen Verordnungsentwurf vorgelegt hat, gehen in diese Richtung.
6. Bezüglich der Entgeltfindung ist ein Kompromiss zwischen der Effizienz des Netzzugangs einerseits und der Sicherheit der Energieversorgung andererseits zu finden. Beide Aspekte sind gleichrangig. Für die Ausgestaltung im Einzelnen sind die Erkenntnisse der Betriebswirtschaftslehre zu beachten.
7. Für die Elektrizitätswirtschaft orientiert sich der vorgelegte Entwurf des BMWA weitgehend, jedoch nicht vollständig an der VV II plus. Von grundlegender Bedeutung ist die Kontroverse zwischen der Bundesregierung und dem Bundesrat über die Sicherung von Reinvestitionen. Der Streit über eine kalkulatorische Abschreibung des eigenfinanzierten Netzteils auf Basis von Tagesneuwerten (Bundesregierung) und der Realkapitalerhaltung (Bundesrat) ist durch geeignete Modellrechnungen für verschiedene repräsentative Netztypen zu veranschaulichen. Dabei ist auch dem Aspekt der Stetigkeit der Entgeltpolitik Rechnung zu tragen. Die Dispositionsbefugnis des Netzbetreibers über die der Investition in neue Anlagen dienenden Finanzmittel ist abzusichern.
8. Grundsätzlich ist das für die Stromwirtschaft gefundene Konzept der Entgeltfindung auch auf die Gaswirtschaft übertragbar, da die Unterschiede zwischen Strom und Gas sich insoweit auf die Entgeltbildung konzeptionell nicht auswirken. Für den Verteilnetzbereich ist eine Durchschnittsbetrachtung entsprechend der VV Gas II ebenso abzulehnen wie eine alleinige Orientierung der Regulierung des Ferngasbereichs an dem Vergleichsmarktmodell.
9. Die Kostenansätze der Netzbetreiber sind normativ nicht nur im Hinblick auf ihr tatsächliches Bestehen und eine sachgerechte Zuordnung von Gemeinkosten, sondern auch im Hinblick auf die Sachgerechtigkeit der Kosten zu überprüfen. Elemente einer solchen normativen Überprüfung sind eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung oder auch, inhaltlich völlig gleichwertig, die Kosten einer effizienten Leistungserbringung. Sie ermöglichen die Nichtanerkennung solcher Kosten, die überflüssigerweise

verursacht wurden, beurteilt mit dem Maßstab zum Zeitpunkt der Vornahme der unternehmerischen Entscheidung. In diesem Zusammenhang kann auch ein Kostenvergleich zur Konkretisierung der Prüfung rationaler Betriebsführung bzw. effizienter Leistungserbringung angestellt werden. Auf einer nächsten Prüfungsstufe sind die Ergebnisse strukturell vergleichbarer Netzbetreiber im Rahmen des Vergleichsmarktprinzips einander gegenüberzustellen.

10. Mit den vorstehend genannten Ansätzen werden alle Netzbetreiber einer Gruppe, die nicht zu den Preisführern gehören, angemessen überprüft. Die Preisführer selbst werden insoweit nicht hinreichend erfasst. Hier bietet sich insbesondere das im Ausland bereits praktizierte Anreizverfahren an. Es ist jedoch bisher hinsichtlich seiner Methoden sehr unterschiedlich und erfordert damit eine entsprechende normative Präzisierung. Dem trägt der Entwurf der Bundesregierung nicht hinreichend Rechnung. Kann diese Präzisierung, während des laufenden Gesetzgebungsverfahrens nicht erreicht werden (wofür vieles spricht), sollte eine Ermächtigungsgrundlage für eine konkretisierende Rechtsverordnung erlassen und der BMWA beauftragt werden, die Thematik in einer angemessenen Zeit zu überprüfen, um sodann den Erlass einer Rechtsverordnung vorzunehmen.
11. Die Zuständigkeit der Regulierung berührt vielfältige Aspekte. Einmal geht es um die Abgrenzung von normativer und administrativer Regulierung. Eine ab-

schließende, detaillierte normative Methodenregulierung ist zwar europarechtlich zulässig, jedoch ordnungspolitisch abzulehnen. Die Funktion der Regulierung als Wettbewerbssurrogat erfordert die Möglichkeit der Regulierungsbehörde (n), Konkretisierungen und Weiterentwicklungen vorzunehmen. Diese sind einer gerichtlichen Vollkontrolle zu unterstellen.

12. Auf administrativer Ebene ist eine Zentralisierung der Regulierung auf eine Bundesbehörde abzulehnen. Dies gilt nicht für die Methodenregulierung, die aus Gründen der Einheitlichkeit der Maßstäbe allein durch eine Bundesregulierungsbehörde erfolgen kann, soweit der Normgeber ihr noch Spielräume überlässt. Für die repressive Regulierung ist die Zuständigkeitsverteilung jedoch entsprechend dem föderalen Prinzip von Bund und Ländern vorzunehmen. Insoweit lassen sich sachliche Abgrenzungskriterien finden. Diese Zuständigkeitsverteilung gilt erst recht, wenn der Bundesrat sich – entgegen der hier unterbreiteten Empfehlung – mit seinem Wunsch nach einer Einzelentgeltregulierung durchsetzen sollte.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1524

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Prof. Dr. Uwe Leprich, Hochschule für Technik und Wissen, Saarbrücken

Ich konzentriere meine Stellungnahme auf die folgenden Punkte:

Block 1: Allgemeine Themen

- 3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit
- 5. Vergleichsverfahren
- 6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung
- 9. Transparenz
- 10. Energieeffizienz

Block 2: Themenschwerpunkt Strom

- 1. Kalkulation der Netznutzungsentgelte
- 4. Regelenergie
- 5. Dezentrale Einspeisung/Vermiedene Netznutzungsentgelte

Block 1: Allgemeine Themen

zu 3. Status der Behörde – Grad der Unabhängigkeit

Für die Durchsetzungsfähigkeit und damit die Herstellung von Rechtssicherheit ist eine sehr weitgehende Un-

abhängigkeit der Behörde unabdingbar. Dies betrifft nicht nur die Unabhängigkeit von der regulierten Energiewirtschaft, wie sie die Europäische Binnenmarkttrichtlinien verbindlich vorschreibt sondern auch von der Exekutive. Dadurch wird insbesondere das „regulatorische Risiko“ für die Unternehmen verringert, das sich durch fortgesetzte politische Interventionen ergeben würde.

Die folgenden beiden Aspekte sind in diesem Zusammenhang von besonderer Wichtigkeit;

- Im Interesse einer soliden, vom Bundeshaushalt unabhängigen Finanzierung ist es sinnvoll, die Regulierungsbehörde über einen Zuschlag auf die Netznutzungsentgelte der Netzbetreiber, wie dies im §92 Gesetzentwurf vorgesehen ist und im Übrigen in vielen anderen Ländern praktiziert wird.
- Um der Gefahr zu begegnen, die Regulierungsbehörde als „verlängerte Werkbank“ des Wirtschaftsministeriums auszugestalten, erscheint es zielführend, diesem lediglich die Rechtsaufsicht, aber keinerlei fachaufsichtliche Weisungsbefugnis zu übertragen.

Vorbild für den Grad an Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde könnte die ehemalige Stellung der Deutschen Bundesbank sein.

zu 5. Vergleichsmarktverfahren

Für einen Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern existieren unterschiedliche wissenschaftliche Methoden:

- Strukturklassen-Benchmarking
- statistische Verfahren wie die Stochastic Frontier Analysis (SFA)
- parametrische Verfahren wie die Data Envelopment Analysis (DEA).

Welche dieser Methoden am besten geeignet ist, um der Regulierungsinstitution Hinweise auf Effizienzdefizite zu geben, ist unter Fachleuten zur Zeit noch umstritten. Es sollte daher der Regulierungsbehörde überlassen bleiben, hier die adäquate Vergleichsmethodik unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten zu wählen. Keinesfalls sollte der Gesetzgeber vorschnell das Spektrum möglicher Methodiken einengen.

zu 6. Ausgestaltung einer Anreizregulierung

Der Begriff Anreizregulierung ist die wörtliche Übersetzung des englischen Begriffs **Incentive regulation**. Da jede Form der Regulierung mit Anreizen verbunden ist, ist der Begriff eher unglücklich gewählt. Neuere Regulierungsansätze mit gezielten Anreizen wurden daher in der angelsächsischen Literatur in den letzten 15 Jahren meist unter dem Begriff **Performance Based Regulation (PBR)** zusammengefasst, also „ergebnisorientierte Regulierung“.

Ansätze im Rahmen der PBR, die sich von der Kostenbasis der einzelnen regulierten Unternehmen lösen und stattdessen Durchschnittskosten oder Zielkosten zugrunde legen, werden unter dem Begriff **Yardstick Regulation** oder (Vergleichs-)Maßstabsregulierung zusammengefasst.

Anreizregulierung bezieht sich üblicherweise nicht auf einmalige Festlegungen wie die Anschlussgebühren an die Netze oder die Zählergebühren, sondern auf die kontinuierliche Regulierung der Netznutzungsentgelte als Kern jedes Regulierungsregimes.

Das Hauptziel der Anreizregulierung besteht darin, die Erlöse der regulierten Unternehmen von ihren unternehmensindividuellen Kosten grundsätzlich oder zumindest temporär zu entkoppeln. Damit verbunden sind Anreize zur Effizienzsteigerung, eine Entlastung der Regulierungsbehörde und stabile vorhersehbare Rahmenbedingungen für die regulierten Unternehmen in einem fest definierten Zeitfenster.

Fundamental für das Verständnis der Anreizregulierung ist die Logik der einzelnen Komponenten und ihr Zusammenspiel („Regulierungsregime“). Folgende Komponenten sind zu unterscheiden:

1. Ermittlung eines individuellen Startwertes auf Kostenbasis („Kostenorientierung“)
2. Bewertung und ggf. Korrektur des Startwertes („Effizienzvergleich“)
3. automatische Anpassung des Startwertes in einem fest definierten Zeitraum („Anreizregulierung im engeren Sinne“)
4. Ermittlung eines neuen Startwertes nach Ablauf des definierten Zeitraums.

Diese Komponentenunterscheidung wird im Übrigen vom Bundesrat geteilt (vgl. Ziffer 27 der BR-Stellungnahme vom 24. September).

Das Herzstück jeder Anreizregulierung ist die Ausgestaltung der Anpassung des Startwertes in einem festgelegten Zeitraum.

Das bekannteste Modell ist hier die Preisobergrenzenregulierung (**Price-Cap-Regulierung**), die insbesondere im Telekommunikationsbereich angewendet wird. Hier wird der Startwert jährlich durch eine Formel angepasst, die sowohl die Inflationsrate als auch die Produktivitätsentwicklung des Sektors berücksichtigt. Während sich im Telekommunikationsbereich die Price-Cap-Regulierung durchaus bewährt hat, erscheint sie für den Strom- und Gasbereich in ihrer einfachen Form als weniger geeignet, da ihre starken Kostenminimierungs- und Mengenmaximierungsanreize sowohl unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit als auch unter Umweltaspekten als problematisch anzusehen sind. Unter Anreizgesichtspunkten zielführender erscheinen hier Ansätze wie die Erlösobergrenzenregulierung pro Kunde (Revenue-per-customer Cap) oder aber eine „Multiple Driver“-Regulierung, die die Anpassung auf der Basis der geeigneten Kostentreiber und einer periodenübergreifenden Saldierung der Absatzmengen vornimmt.

Ergänzt werden sollte die Anpassungsformel unbedingt auch durch einen sogenannten Z-Faktor, der folgende Komponenten enthalten könnte:

- unvorhergesehene Ausgaben beispielweise in den Bereichen Netzverstärkung durch dezentrale Anlagen oder Demand Management
- unvorhergesehene Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstrationsvorhaben
- Differenz von Volumenprognose und tatsächlich durchgeleiteten kWh mal Entgelt (periodenübergreifende Saldierung)

Jede Anpassungsformel gibt dem Unternehmen einen Anreiz, seine Kosten zu senken, da auf diese Weise während des Anpassungszeitraums seine Gewinne erhöht werden können. Damit ist klar, dass jede Anreizregulierung von einer **Qualitätsregulierung** flankiert werden muss, die eine ausreichende Versorgungsqualität/-sicherheit an Hand von Kennziffern und Indikatoren überprüft und Abweichungen sanktioniert.

Die Festlegung einer konkreten Anpassungsformel für die Anreizregulierung sollte der Regulierungsbehörde überlassen bleiben. Im Gesetz und/oder der Netzentgeltverordnung wäre lediglich die Regelung aufzunehmen, dass bei der jährlichen Festlegung der Anpassungsparameter mindestens der Inflationsausgleich, ein Abschlag für den Produktivitätszuwachs, der sich aus Abweichungen von der Mengenprognose errechnende periodenübergreifende Saldo sowie die Entwicklung der jeweiligen Kostentreiber zu berücksichtigen sind.

Die Einführung eines festen Regulierungszyklus orientiert sich an den internationalen Gepflogenheiten und trägt der Tatsache Rechnung, dass Regulierung ein „Entdeckungsverfahren“ ist. In der Aufbauphase des Regulierungsregimes erscheint ein Zyklus von drei Jahren angemessen, wie er in Österreich gewählt wurde. Bei fortgeschrittener Regulierungspraxis hat sich international ein

Zyklus von fünf Jahren bewährt (Großbritannien, Australien).

Ins Gesetz sollte daher der Hinweis aufgenommen werden, dass die Regulierungsbehörde die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichten kann, die Entgelte für die Netznutzung unter Verwendung der von ihr für einen bestimmten Zeitraum vorgegebenen Anpassungsparameter jährlich anzupassen.

zu 9. *Transparenz*

Transparenz sowohl im Hinblick auf die Endverbraucher als insbesondere auch im Hinblick auf die Marktteilnehmer ist essenziell für die Funktionsfähigkeit von Märkten und den Abbau vorhandener Monopolstellungen. Dies betrifft insbesondere Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber gegenüber aktuellen und potenziellen Teilnehmern am Stromgroßhandel, am Regelenergiemarkt und am Ausfallreservemarkt. Diesbezügliche Transparenzvorschriften finden sich nicht im Gesetzentwurf und sind im Detail auch eher in den entsprechenden Verordnungen zu regeln. Gleichwohl wäre eine grundsätzliche Verankerung im Gesetz in Form einer Generalklausel, die die Netzbetreiber zur umfassenden Offenlegung der notwendigen Daten verpflichtet, sinnvoll (etwa in §20).

zu 10. *Energieeffizienz*

Ein ökonomisch effizientes und nachhaltiges Energiesystem wird stets bestrebt sein, die Effizienzpotenziale auf der Angebots- und auf der Nachfrageseite umfassend zu erschließen. Ein Energiewirtschaftsrecht, das die Nachfrageseite ausklammert, ist daher unvollständig und entsprechend zu ergänzen.

Im vorliegenden Gesetzentwurf lassen sich drei Ergänzungsansätze identifizieren:

- a) §1 **Zweck des Gesetzes**
- b) § 14 Abs. 2 **Systemoptimierung**
- c) § 21 Abs. 2 **Systemkostenansatz**

zu a)

Der Gesetzentwurf stellt in §1 Abs. 1 ausschließlich auf die Versorgung mit Strom und Gas ab, nicht jedoch auf den effizienten Umgang mit diesen Energieträgern. Häufig sind jedoch Investitionen auf der Nachfrageseite zur Steigerung der Energieeffizienz kostengünstiger als auf der Angebotsseite und tragen somit zur ökonomischen und ökologischen Optimierung des Gesamtsystems bei. Der Gesetzeszweck sollte an dieser Stelle daher um das Attribut „effizient“ erweitert werden.

zu b)

Im § 14 Abs. 2 des Gesetzentwurfes heißt es:

„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.“

In ähnlicher Weise heißt es bereits in Artikel 14 Abs. 7 der Beschleunigungsrichtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt (2003/54/EG) vom 26. Juni 2003:

„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungs-

anlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.“

Das neue Leitbild: Systemoptimierung

Verteilernetzbetreiber sehen heute in aller Regel ihre wesentliche Aufgabe darin, zentral erzeugten Strom sicher zu den Endverbrauchern zu transportieren; sie sind trotz der vielfältigen Aufgaben, die damit verbunden sind (Investitionen, Wartung, Energiedatenmanagement etc.), in gewisser Weise „passiv“.

Demgegenüber steht das Leitbild eines „aktiven“ Netzbetreibers:

- Er sorgt für den standortoptimierten Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen an das Netz und ermöglicht ihren optimalen Einsatz.
- Er vernetzt die Anlagen über moderne Steuerungs- und Regelungstechniken und erschließt dadurch ihren vollen energiewirtschaftlichen Wert.
- Er bietet die Vermarktung von Systemdienstleistungen an, die durch dezentrale Erzeuger erbracht werden können (z.B. Regelenergie/„virtuelles Regelkraftwerk“).
- Er optimiert seine Netze unter Berücksichtigung sämtlicher verfügbaren dezentralen Angebots- und Nachfrageoptionen.

Die Pflöcke für eine solche weitergehende Aufgabe der Stromverteilernetzbetreiber sind im Energiewirtschaftsgesetz zu verankern, wenn man die Meinung teilt, dass

- der Umbau des Stromsystems von einem aktuell stark zentralisierten hin zu einem sehr viel stärker dezentralisierten System notwendig ist und
- den Netzbetreibern bei dieser Aufgabe eine Schlüsselrolle zufällt, da die damit verbundenen notwendigen Aktivitäten nicht auf Dauer gegen ihre Interessen gerichtet sein können.

Paragraph 14 Absatz 2 bietet daher die Chance für die Ausgestaltung eines neuen positiven Leitbilds für die Stromverteilernetzbetreiber und damit letztlich für die Stadtwerke und die Regionalversorger.

Konsequenzen

Will man den hinter den Gesetzestexten stehenden weitreichenden Systemgedanken unterstützen und den Verteilernetzbetreibern eine aktive Rolle beim Umbau des Elektrizitätssystems hin zu einem stärker dezentralisierten und ökologischeren System ermöglichen, hat dies mehrere Konsequenzen:

Zum einen müsste dieser Gedanke im Energiewirtschaftsgesetz selbst stärker abgesichert werden. Dazu gehören u.a.

- im § 14 Abs. 2 eine Verordnungsermächtigung zu verankern, um dem Gesetzgeber oder der Regulierungsbehörde die Gelegenheit zu geben, diesen Ansatz stärker zu detaillieren
- im §21 Abs. 2 den verengten Begriff „energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung“ durch den systemischen Begriff „effiziente Leistungserstellung“ zu ersetzen (siehe unten, c)
- im §4 Abs. 2 möglicherweise weitere Lizenzauflagen einzuführen, die die angestrebte Systemoptimierung

zur Genehmigungsvoraussetzung für den Netzbetrieb machen.

Des weiteren müsste die angestrebte Systemoptimierung durch regulatorische Maßnahmen im Rahmen einer Anreizregulierung (siehe Ausführungen zu Punkt 6) und eines differenzierten Effizienzvergleichs abgesichert werden, damit die Verteilernetzbetreiber diese Aufgabe auch betriebswirtschaftlich abgesichert angehen können. Die konkrete Ausgestaltung der regulatorischen Flankierung bliebe zunächst der Regulierungsbehörde überlassen, die

Grundprinzipien sollten aber bereits in der Netzentgeltverordnung verankert werden.

zu c)

Die Kosten der oben ausgeführten notwendigen Systemoptimierung lassen sich nicht hinreichend in das bisher angewandte Konzept der energiewirtschaftlich rationalen Betriebsführung integrieren. In Anlehnung an das Telekommunikationsgesetz ist daher auch im Energiebereich das Konzept der effizienten Leistungsbereitstellung zu bevorzugen. Die folgende Tabelle fasst die wesentlichen Unterschiede der beiden Konzepte zusammen.

Tabelle: Gegenüberstellung der Konzepte „energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung“ (ERB) und „effiziente Leistungsbereitstellung“ (EL)

	ERB elektrizitätswirtschaftlich bzw. energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung	EL effiziente Leistungserstellung bzw. Leistungsbereitstellung
Kostenperspektive	anfallende Kosten werden nicht in Frage gestellt, sondern nur im Hinblick auf eine marktwidrige Überhöhung geprüft <u>Beispiel:</u> Investition in einen zweiten Einspeiseknoten	anfallende Kosten können in Frage gestellt werden, wenn sie für eine effiziente Leistungserstellung nicht erforderlich waren <u>Beispiel:</u> Prüfung, ob zweiter Einspeiseknoten unter Berücksichtigung aller Alternativen notwendig war
ökonomische Perspektive	statisch: Bewertung des Ist-Systems ohne technischen Fortschritt <u>Beispiel:</u> Wurde der Netzausbau zu Marktpreisen durchgeführt ?	dynamisch: Berücksichtigung eines künftig veränderten (optimierten) Systems <u>Beispiel:</u> Wurde für die zuwachsende Netzlast eine kostenoptimale Lösung gefunden? (z.B. durch moderne Steuerungs- und Regelungstechnik bei den Kunden)
Systemperspektive	geschlossenes System: Business as usual, das aber rationell <u>Beispiel:</u> Kabel oder Freileitung als Netzverstärkung ?	offenes System: Möglichkeit eines breiteren Investitionsmenüs <u>Beispiel:</u> Netzverstärkung vs. dezentrale Erzeugungsanlage (s. §14 (2) EnWG-Entwurf)
Zeitperspektive	rückblickend: Aufgabenstellung der Vergangenheit wird in die Zukunft fortgeschrieben <u>Beispiel:</u> jeder neue Kunde ist an das Ortsnetz anzuschließen	vorausschauend: zu erbringende Leistung lässt sich weiterentwickeln <u>Beispiel:</u> ein neues Siedlungsgebiet wird als Arealnetz geplant und mit dezentralen Anlagen bestückt
Europäisches Recht		Artikel 4 der VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (1) Die Entgelte, die die nationalen Netzbetreiber für den Zugang zu den nationalen Netzen berechnen, müssen die tatsächlichen Kosten widerspiegeln, transparent und an die Entgelte eines effizienten Netzbetreibers angelehnt sein und ohne Diskriminierung erhoben werden.

Block 2: Themenschwerpunkt Strom
zu 1. Kalkulation der Netznutzungsentgelte

Bei einer kostenorientierten Festlegung der Netznutzungsentgelte sind folgende Kostenblöcke zu unterscheiden:

- laufende Betriebsausgaben (z.B. Verwaltungskosten, Wartungskosten etc.)
- Steuern
- Abschreibungen
- Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens (rate base),

wobei sich die Kapitalbasis (rate base) errechnet als Differenz von betriebsnotwendigem Anlage- und Umlaufvermögen und kumulierten Abschreibungen.

Unter der Voraussetzung, dass die Höhe der laufenden Betriebsausgaben und das ermittelte Anlage- und Umlaufvermögen als betriebsnotwendig im Sinne einer effizienten Leistungsbereitstellung anerkannt werden, gibt es zwei unterschiedliche Philosophien zur Sicherung der Unternehmenssubstanz:

- a) Substanzerhalt des investierten Eigenkapitals und Erhalt der künftigen Eigenkapital-/Fremdkapitalrelation auch bei Neuinvestitionen Bewertung des betriebsnotwendigen Vermögens mit errechneten Tagesneuwerten und dementsprechend Verzinsung mit einem Realzins.
- b) Substanzerhalt des investierten Eigenkapitals ohne Rücksicht auf das künftige Eigenkapital-/Fremdkapitalverhältnis bei der Finanzierung von Investitionen Bewertung des betriebsnotwendigen Vermögens mit den tatsächlichen historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten und dementsprechend Verzinsung mit einem Nominalzins.

Beide Philosophien werden in der einschlägigen betriebswirtschaftlichen Literatur vertreten.

zu a)

Das Vorgehen der **Nettosubstanzerhaltung** generiert die folgenden beiden Erlösströme:

- (kalkulatorische) Abschreibungen von dem eigenfinanzierten Teil der Tagesneuwerte; die Tagesneuwerte werden mit Hilfe von Indizes⁹⁰ aus den historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten durch Fortschreibung errechnet
- Verzinsung des eigenfinanzierten Teils der rate base mit einem „angemessenen“ Realzins, der u.a. dem Risiko des Unternehmens Rechnung trägt.

Die Zinsen auf den fremdfinanzierten Teil der rate base werden in den laufenden Betriebsausgaben berücksichtigt.

zu b)

Das Vorgehen der **Realkapitalerhaltung** generiert die folgenden beiden Zahlungsströme:

- (kalkulatorische) Abschreibungen von dem eigenfinanzierten Teil der tatsächlichen historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten nach AfA-Tabelle
- Verzinsung des eigenfinanzierten Teils der rate base mit einem „angemessenen“ Nominalzins, der u.a. dem Risiko des Unternehmens Rechnung trägt.

Auch hier werden die Zinsen auf den fremdfinanzierten Teil der rate base in den laufenden Betriebsausgaben berücksichtigt.

Theoretisch müssten beide Methoden dann zum gleichen Ergebnis führen, wenn der Index zur Ermittlung der Tagesneuwerte den Unterschied zwischen Nominal- und Realzins widerspiegelt und dieser Unterschied in der Inflationsrate liegt.

Unter Transparenz- und Kontrollgesichtspunkten ist der Realkapitalerhaltungsansatz allerdings eindeutig vorzuziehen. Dies belegt beispielsweise die Diskussion über die Berücksichtigung der Steuern auf Scheingewinne, ein Problem, das beim Ansatz der Realkapitalerhaltung gar nicht auftauchen würde. Eine missbräuchliche Anwendung des Ansatzes der Nettosubstanzerhaltung ließe sich zudem wohl nur mit sehr hohem regulatorischen Aufwand unterbinden.

zu 4. Regelenergie

Das bestehende Regelenergieregime in Deutschland ist das Paradebeispiel dafür, wie durch fehlende Transparenz und gravierende Interessenverflechtungen ein umsatzstarker Teilmarkt dem Wettbewerb zum Schaden der Verbraucher entzogen wird. Für die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bestehen erheblich Anreize, die Marktregeln zugunsten der konzerneigenen Kraftwerks- und Vertriebsgesellschaften auszugestalten und dadurch den Zutritt Dritter auf diesen milliardenschweren Markt zu verhindern (Anteil von rund 40% an den Netznutzungsentgelten der Übertragungsnetze). Hier tritt das Kardinalproblem der bundesdeutschen Strommarktliberalisierung offen zutage: die fehlende eigentumsrechtliche Entflechtung zwischen Verbundnetz und Großkraftwerksbetreibern.

Dieses Kardinalproblem lässt sich im Hinblick auf das Regelenergieregime durch klare regulatorische Vorgaben abmildern; gänzlich lösen lässt es sich dadurch nicht.

Diese klaren regulatorischen Vorgaben betreffen in erster Linie das Marktdesign eines wettbewerblichen Regelenergiemarktes und umfassende Transparenzvorschriften. Sie sollten zum Teil bereits im Energiewirtschaftsgesetz, zum Teil in der Netzzugangsverordnung verankert werden.

Die wichtigste Ergänzung des Gesetzentwurfes im Hinblick auf die Regelenergie besteht darin, im § 22 Abs. 2 zu ergänzen, dass die Einrichtung der Internetplattform der Festlegung oder Genehmigung der Regulierungsbehörde unterliegt. Eine bloße Anzeigepflicht wie bislang vorgesehen vermag keinesfalls zu gewährleisten, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre gegenwärtige Selbstbegünstigungspraxis aufgeben.

Im Rahmen der Netzzugangsverordnung Strom sind zudem die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass auch die Nachfrageseite wie z.B. die chemische Prozessindustrie (Aluminium-, Chlor-, Zink-Blei- sowie Zellulose-Elektrolysen) in nicht-diskriminierender Weise am Regelenergiemarkt partizipieren kann. Die hier vorhandenen erheblichen und kostengünstigen Potenziale lassen sich dann erschließen, wenn mindestens folgende Auflagen festgeschrieben werden:

- Präqualifikationsspielregeln

Es müssen einheitliche und rechtsverbindliche Spielregeln für alle ÜNB ohne Interpretationsspielräume aufge-

⁹⁰ Ein solcher Anpassungsindex trägt zumindest der Inflationsrate Rechnung, kann aber auch noch weitere Entwicklungen wie technischen Fortschritt etc. berücksichtigen.

stellt werden. Es dürfen keine willkürlichen Spielregeländerungen vorkommen. Abwickelnde ÜNB dürfen nicht mehr Spielregelschaffende, Schiedsrichter und Vertriebs-einheit gleichzeitig sein.

- Poolung zur Minutenreserveerbringung

Die Regelenergiebereitstellung muss im Pool möglich sein. Nur so können chemische Abschaltprozesse flächendeckend integriert werden. Wichtig ist, dass hinsichtlich aller Parameter (Höhe, Dauer, Gradient der elektrischen Leistung) gepoolt werden darf. Es sollten auch Pools, d.h. nicht nur Einzelanlagen präqualifizierbar sein.

- Poolung zur Sekundärreserveerbringung

Es müssen objektive energiewirtschaftliche Bedingungen geschaffen werden, bei deren ordnungsgemäßer Einhaltung der Zugang zu dem Sekundärreservemarkt möglich ist. Derzeit sind nur Kraftwerke größer 30 MW zugelassen und alternative Bereitstellungsarten via Poolkonzepte per se ausgeschlossen.

- Beibehaltung der täglichen Auktionsmärkte

Die Flexibilität der täglichen Auktion bietet vielen Bereitstellern erst die Möglichkeit der Teilnahme am Minutenreservemarkt.

- Diskriminierungsfreie Anlagenpräqualifikation

Anlagen, die ihren Eignungsnachweis über einen Testaufruf erbracht haben, sind für die Lieferung von Regelenergie zuzulassen. Anlagen, die technisch prädestiniert sind zur Regelenergieerbringung (Notstromaggregate technischer Immobilien) sollten diskriminierungsfrei zugelassen werden.

zu 5. Dezentrale Einspeisung / Vermiedene Netznutzungsentgelte

Dezentral erzeugter Strom, der in eine Netzebene unterhalb der Höchstspannung eingespeist wird, vermindert

die Einspeisung zentraler Kraftwerke und entlastet so die Netzebenen, die der dezentralen Einspeisung vorgelagert sind, einschließlich der zugehörigen Umspannung. Da die dezentrale Stromerzeugung in der Regel mittels erneuerbarer Energien und/oder in Kraft- Wärme- Kopplung geschieht, ist sie auch vorteilhaft hinsichtlich Umwelt-, Klima- und Ressourcenschutz.

Die in Deutschland eingeführte und weiterhin vorgesehene Praxis der Netzentgeltfindung mittels des transaktionsunabhängigen Punktmodells bewirkt eine Einsparung der Netznutzungsentgelte, die der durch dezentrale Einspeisung verursachten Netzentlastung entspricht. Bei nicht diskriminierender Netzentgeltfindung stehen diese vermiedenen Netznutzungsentgelte dem dezentralen Einspeiser als dem Verursacher zu. So regelten das prinzipiell sowohl die VV II plus – im Detail freilich unzureichend – als auch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) vom 19.3.2002.

Mit der Neuregelung des EnWG soll diese Praxis möglicherweise verlassen werden. So enthält der Gesetzentwurf zur vermiedenen Netznutzung lediglich den Hinweis, dass im Rahmen einer Rechtsverordnung "bei Einspeisung von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen auch eine Erstattung eingesparter Entgelte für den Netzzugang in den vorgelagerten Netzebenen vorgesehen werden kann" (§24 Satz 5).

Um Missverständnissen vorzubeugen und die vermiedenen Netznutzungsentgelte verursachungsgerecht auszukehren, sollte stattdessen an dieser Stelle der Anspruch der dezentralen Erzeugungsanlagen auf Erstattung festgeschrieben werden.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1512

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Hartmut Gaßner, Kanzlei Gaßner, Groth, Siederer & Coll

Vorbemerkungen

1. Der vorliegende Entwurf für ein neues Energiewirtschaftsgesetz sieht ein umfassendes Regelungspaket vor. Der Verfasser sieht sich aufgrund seiner fachlichen Erfahrungen und seiner beruflichen Tätigkeitsschwerpunkte nicht berufen, zu allen Themenkomplexen eine Stellungnahme abzugeben, sondern will sich vorrangig auf die Fragestellungen konzentrieren, die unmittelbar oder mittelbar der Sicherstellung einer umweltverträglichen und effizienten Energiewirtschaft sowie dem Vorrang der Erneuerbaren Energien dienen. Im Zuge des bisherigen Gesetzgebungsverfahrens hat unser Anwaltsbüro sehr intensiv mit den Regelungserfordernissen zur Förderung der Erzeugung und Verwendung von Biogas befasst. In Zusammenarbeit mit dem Arbeitskreis Biogaseinspeisung des Fachverbands Biogas sind daher eine Reihe von Vorschlägen zur Ergänzung des EnWG-Entwurfs zu einer Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetz, Zugangsverordnung) entstanden. Die Regelungsvorschläge sind in der nachfolgenden Stellungnahme unter B aufgeführt. Diese Änderungsvorschläge sind vom Fachverband Biogas auch in der Anhörung des BMWA zum Entwurf der Gasnetzzugangsverordnung am 09.11.2004 eingebracht worden.

Den mit dem Fachverband Biogas erarbeiteten Vorstellungen sind nachfolgend unter A noch weitere

Anmerkungen und Regelungsvorschläge vorangestellt.

2. In der öffentlichen Wahrnehmung werden den Erneuerbaren Energien mit Blick auf den Erzeugungsaufwand und die Einspeisevergütungen häufig hohe Kosten zugeschrieben. Ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien hängt deshalb auch von der Entwicklung der Strompreise ab, die in nicht unerheblichem Umfang von den Netznutzungsentgelten bestimmt sind. Die Senkung der Entgelte für den Netzzugang durch Erhöhung der Kosteneffizienz bei weiterhin zu gewährleistender Versorgungssicherheit ist daher eine Aufgabenstellung, die auch den Bereich der Erneuerbaren Energien betrifft.

Im vorliegenden Gesetzentwurf finden sich in § 21 die wesentlichen Elemente einer Kostenprüfung, wie sie bislang auch bereits auf Grundlage der VV II plus und der BTO Elt praktiziert wurde. Näherer Erörterung bedürfen hierbei die Erfahrungen mit dem Vergleichsmaßstab der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung und der vorzuziehenden Abschreibungskalkulation. Vor allem aber deutet der Gesetzentwurf in § 21 Abs. 2 die Entwicklung eines Anreizsystems an, dass in der vorgelegten Form aber verfassungsrechtlich nicht hinreichend bestimmt ist. Wenn ein Anreizsystem die Einzelentgeltprüfung ablösen soll, dann müssen wesentliche Elemente einer An-

reizregulierung im Gesetz und den Verordnungsermächtigungen vorgesehen sein. Für eine Anreizregulierung müssen folgende Eckpunkte bestimmt werden:

- Ermittlung der Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung als Basis einer Preis- oder Erlöshöchstgrenze. Für die Kostenermittlung müssen der Regulierungsbehörde neben den Angaben der Netzbetreiber die Nutzung von Vergleichsverfahren und Effizienzmaßstäben, die nationale und internationale Erkenntnisse aufgreifen, an die Hand gegeben werden.
- Ermächtigung zur Festlegung von Regulierungsperioden, die den Netzbetreibern Kalkulationssicherheit und Anreiz vermitteln, die sodann auch die Netznutzer an den Effizienzsteigerungen in Form niedrigerer Entgelte wirtschaftlich beteiligen lassen.
- Vorgaben zur Gestaltung von Preis- bzw. Anpassungspfaden, die den Netzbetreibern Preisanpassungen innerhalb einer Regulierungsperiode nach festgelegten Parametern (z. B. Inflationsrate, Branchenproduktivität, unternehmensspezifische Effizienzfaktoren u. ä.) erlauben.

Die bisherigen Andeutungen eines Anreizsystems bieten keine hinreichende gesetzliche Grundlage für die Einführung einer Anreizregulierung. Wenn ihre Einführung tatsächlich gewollt ist, bedarf es näherer gesetzlicher Ausgestaltungen. Zusätzliche Überarbeitungen sind gefordert, wenn sich die Forderungen nach einer sog. Ex-ante-Regulierung durchsetzen, weil infolge wiederum zwei unterschiedliche Regulierungsmethoden eingeführt und aufeinander abgestimmt werden müssten.

A. Allgemeine Regelungen zu Energieeffizienz und Erneuerbarer Energien

I. Ziel der Änderungsvorschläge

Das EnWG hat die Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas unter wirksamen Wettbewerbsbedingungen sicherzustellen. Es dient damit nicht vorrangig dem Umwelt- und Klimaschutz. Gleichwohl sind diese zwischenzeitlich mit Verfassungsrang ausgestatteten Staatsziele auch in einem Gesetz zur Neuregelung des EnWG zu beachten. Der Förderung der Erneuerbaren Energien dient vorrangig das EEG. Dieses Gesetz beschreibt allerdings nur einen spezifischen Ausschnitt der Energiewirtschaft, der durch den allgemeinen Gesetzrahmen, den das EnWG bildet, ergänzt und abgesichert werden muss.

II. Änderungsvorschläge im Einzelnen

1. Änderungsvorschlag zu § 1 Abs. 1:

§ 1 Abs. 1 wird wie folgt gefasst:

„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche und effiziente leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.“

Begründung: Eine nachhaltige Energiewirtschaft muss sich auch des sparsamen Umgangs mit Energien verpflichtet sehen. Deshalb hat das Gesetz auch auf einen effizienten Umgang mit den Energieträgern Elektrizität und Gas abzielen.

2. Änderungsvorschlag zu § 2 Abs. 2:

§ 2 Abs. 2 wird wie folgt gefasst:

„Die Verpflichtungen und Regelungen nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien bleibt vorbehaltlich der §§ 11 und 13 unberührt.“

Begründung: Das EEG umfasst nicht nur Verpflichtungen der Energieversorgungsunternehmen, sondern auch anderweitige Regelungen (z. B. Netzkosten gemäß § 13). Nach der vorliegenden Begründung des Gesetzesentwurfes für § 2 Abs. 2 soll klarstellen, dass die Regelungen des EEG durch das EnWG grundsätzlich unberührt bleiben. Dies kommt im Wortlaut der bisherigen Bestimmung nur unzureichend zum Ausdruck. Der obige Vorschlag unterscheidet sich von dem unter B II. 1. angeführten Vorschlag, um die Einordnung der Regelung im Sachzusammenhang und unter der Paragraphenbezeichnung „Aufgaben der Energieversorgungsunternehmen“ beibehalten zu können. Die ergänzende Aufnahme von § 11 ergibt sich als Folgeänderung aus den Vorschlägen zur Änderung und Ergänzung von § 11 nach A.II.4. und B.II.4.

3. Änderungsvorschlag zu § 3:

§ 3 wird wie folgt ergänzt:

Neu: 16. *Energieeffizienz*

Optimierung des Verhältnisses des Aufwands zur Energieerzeugung und anderer Energiedienstleistungen und des Aufwands zur Senkung des Energieverbrauchs.

Begründung: Die Aufnahme der Energieeffizienz in die Zweckbestimmung des Gesetzes sowie die Vorgabe von Energieeffizienzmaßnahmen in § 14 Abs. 2 verlangt eine Begriffsbestimmung. Ihr Ziel ist herauszustellen, dass ein effizienter Umgang mit Energie und damit eine sichere, preisgünstigere, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche Versorgung nicht nur verlangt, den Aufwand für die Erzeugung und Verteilung (Angebotsseite) zu berücksichtigen, sondern auch abzuwägen, ob eine Aufwandsreduzierung nicht kostengünstiger durch Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauches (Nachfrageseite) erzielt werden kann.

4. Änderungsvorschläge zu § 11 Abs. a:

a) § 11 Abs. 1 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Sie haben insbesondere die Aufgaben nach den §§ 12 bis 16 zu erfüllen und dabei auch die Aufnahme von Elektrizität sicherzustellen, die im Küstenmeer oder der Ausschließlichen Wirtschaftszone erzeugt wird.“

Begründung: Nach den Vorstellungen der Bundesregierung soll die Erzeugung von Elektrizität aus Offshore-Windkraftanlagen deutlich erhöht werden. Hierzu sind die bestehende Netzkapazität zu überprüfen und erforderlichenfalls ist ein rechtzeitiger Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze vorzunehmen. Aufgrund der intendierten Bedeutung der Offshore-Windkraft und den hohen Aufwendungen, die mit dem Netzausbau verbunden sein können, unterstreicht der Regelungsvorschlag die Verantwortlichkeit der Betreiber von Energieversorgungsnetzes.

b) Nach § 11 Abs. 1 wird ein neuer Abs. 2 eingefügt. Der bisherige Abs. 2 wird Abs. 3.

„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind zum Netzausbau nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) und dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz (KWKG) verpflichtet; für den von den Einspeisewilligen angebotenen Strom ist ein Bereitstellungsentgelt in Höhe der andernfalls bei bestimmungsgemäßem Betrieb zu erwartenden Einspeisevergütung zu zahlen, wenn und soweit nicht der Netzausbau unverzüglich erfolgt.“

Begründung: Netzbetreiber, die ihrer Verpflichtung zum Netzausbau nicht unverzüglich nachkommen, sind verpflichtet an den Einspeisewilligen ein Bereitstellungsentgelt in Höhe der andernfalls bei bestimmungsgemäßem Betrieb zu erwartenden Einspeisevergütung zu zahlen. Dies gilt nur dann nicht, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass er die Verzögerung nicht zu vertreten hat. Die Zahlung des Bereitstellungsentgeltes erfolgt zu den für Einspeisevergütungen nach EEG und KWKG üblichen Bedingungen. Diese Regelung beschränkt die Zahlungspflicht auf die Zeitspanne, um die sich der Netzausbau durch Verschulden des Netzbetreibers verzögert, z.B. weil er dem Netzausbau nicht unverzüglich einleitet oder aber die Baumaßnahmen schuldhaft nicht weiterverfolgt. Der Netzbetreiber wird auf diese Weise zum zügigen Ausbau angehalten, so dass die Regelung geeignet ist, den zügigen Anschluss der EE- und KWK-Anlagen an das Netz zu fördern. Im Übrigen stehen die ihm bei einer Verzögerung drohenden Nachteile nicht außer Verhältnis zum angestrebten Zweck. Zum einen muss der Netzbetreiber nur zahlen, wenn ihn ein Verschulden an der Verzögerung trifft, zum anderen ist die Zahlungsverpflichtung auf den Verzögerungszeitraum begrenzt, der auf sein Verschulden zurückzuführen ist. Zugunsten der Anlagenbetreiber wurde durch die Formulierung im letzten Halbsatz die Beweislast umgekehrt, so dass bei einer Verzögerung grundsätzlich das Bereitstellungsentgelt anfällt, es sei denn, der Netzbetreiber beweist, dass er die Verzögerung nicht verschuldet hat.

B. Änderungsvorschläge zum Entwurf

I. Ziel der Änderungsvorschläge

Biomasse nimmt einen sehr hohen Stellenwert hinsichtlich der Umsetzung nationaler Zielvorgaben zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energien im Energiemix ein. So wurden mit dem EEG und der BiomasseV erfolgreich die Grundlagen für einen verstärkten Ausbau der Stromerzeugung bzw. der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung auf Biomassebasis in Deutschland getroffen.⁹¹ Im Interesse der stetigen Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energieträger an der Energieversorgung ist eine Mobilisierung des gesamten Potenzials der Biogasnutzung voranzutreiben. Biogase sind heimische Energiequellen, die dazu beitragen zu können, die Abhängigkeit von Energieeinfuhren zu verringern und so die Versorgungssicherheit zu verbessern.

Biogas und Gase aus Biomasse werden gegenwärtig ungleichmäßig und in unzureichender Weise genutzt, obwohl sie ein großes Potenzial haben. Zur Erschließung des großen Nutzungspotenzials der Biomasse und unter Berücksichtigung der Vorgaben der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom

⁹¹ Vgl. hierzu Monitoring-Bericht zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Endbericht, des Institutes für Energetik und Umwelt im Auftrag des BMU und des UBA.

26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften über den Erdgasbinnenmarkt und des EEG, insbesondere § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG, zur Einspeisung von Gas aus Biomasse in das öffentlich Gasnetz ist die Aufnahme ausdrücklicher Regelungen zur Einspeisung von Gas aus Biomasse in das Energiewirtschaftsgesetz und zu seiner Durchführung ergehender Verordnungen unverzichtbar.

Die Einspeisung von Gas aus Biomasse lässt sich jedoch nur realisieren und ist aus Gründen des Klimaschutzes nur dann sinnvoll, wenn seiner Einspeisung im Vergleich zu Erdgas der Vorrang gebührt und finanzielle Hemmnisse durch eine Umverteilung der Netznutzungskosten auf die übrigen Netznutzer reduziert werden. Hierzu sind grundlegende Regelungen im EnWG und Durchführungsbestimmungen in entsprechenden Verordnungen zu treffen.

II. Die Änderungsvorschläge im Einzelnen

1. Änderungsvorschlag zu § 2 Abs. 2:

§ 2 Abs. 2 wird wie folgt gefasst:

„Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien bleibt vorbehaltlich des § 13 unberührt.“

Begründung: Diese Regelung stellt klar, dass sämtliche Regelungen des EEG und nicht nur die „Verpflichtungen nach dem EEG“ (so der missverständliche Wortlaut des bisherigen Entwurfs) durch das Energiewirtschaftsgesetz grundsätzlich unberührt bleiben. Der Wortlaut steht mit der bisherigen Begründung zu § 2 Abs. 1 des Entwurfs im Einklang.

2. Änderungsvorschläge zu § 3:

§ 3 wird wie folgt ergänzt:

Neu: Nr.11 Biomethan

Biogas aufbereitet zu Erdgasqualität

Nr. 11 alt Nr. 12 dezentrale Erzeugungsanlage

eine an das Verteilernetz angeschlossene oder anzuschließende Anlage zur Erzeugung von Elektrizität oder Biomethan oder Gas aus Biomasse.

Nr. 12 alt Nr. 13 Direktleitung

eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden

Nr. 13 alt Nr. 14 Eigenanlagen

Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität oder Biomethan oder Gas aus Biomasse zur Deckung des Eigenbedarfs, die nicht von Energieversorgungsunternehmen betrieben werden;

Neu Nr. 20 Erneuerbare Energien

Energien im Sinne des § 3 Abs. 1 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG),

Neu Nr. 22 Gas

Erdgas, Biomethan und Gas aus Biomasse,

Neu Nr. 23 Gas aus Biomasse

das aus anderen Quellen von Bioenergie außer Biomethan erzeugte Gas, aufbereitet auf Erdgasqualität,

Nr. 25 alt Nr. 29 *Letztverbraucher*

Kunden, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen, einschließlich Betreiber von Tankstellen,

Nr. 31 alt Nr. 35 *Speicheranlage*

eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas, einschließlich des zu Speicherzwecken genutzten Teils von LNG-Anlagen, jedoch mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird; ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Fernleitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind,

Nr. 37 alt Nr. 41 *Verteilung*

der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Versorgung der Kunden selbst,

Begründung: Sämtliche Ergänzungen tragen der Einspeisung von Gas, das durch die fermentative Konversion von Biomasse, bezeichnet als Biomethan, oder die thermische Konversion von Biomasse, bezeichnet als Gas aus Biomasse, gewonnen wird, Rechnung. Die Begrifflichkeiten dienen insoweit auch der Umsetzung der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften über den Erdgasbinnenmarkt. Auf die dortigen Erwägungen unter Ziffer (24) und Artikel 1 Abs. 2 der Richtlinie wird verwiesen.

Zum Änderungsvorschlag zu Nr. 25 alt ist folgendes auszuführen: Betreiber von Tankstellen (Erdgas und/oder Biomethan) kaufen Energie nicht „für den eigenen Bedarf“ und sind somit keine Letztverbraucher, sie bilden jedoch das letzte Glied in der Transportkette des Erdgasnetzes, da sie das Gas für den Verkauf an die Letztverbraucher ausspeisen. In § 17 wird bestimmt: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, ...“ In dieser Aufzählung sind Tankstellen nicht berücksichtigt. Es ist daher eine Fiktion für Tankstellen als Letztverbraucher aufzunehmen, um sie als Transportkunden zu erfassen. Dies ist keine spezifische Ergänzung für Biomethan und Gas aus Biomasse, sondern ist auch für Erdgastankstellen erforderlich.

3. Änderungsvorschlag zu § 5:

§ 5 ist um einen Satz 4 zu ergänzen:

„Die Einspeisung in das Netz eines Energieversorgungsunternehmens und die Versorgung von Abnehmern außerhalb der allgemeinen Versorgung i.S.d. § 36 unterliegen nicht der Anzeigepflicht, wenn die Belieferung ausschließlich aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität und Gas aus Erneuerbaren Energien erfolgt.“

Begründung: § 5 dient ausweislich der Begründung dem Schutz von Haushaltskunden vor Stromhändlern. Die im Einzelnen beschriebenen, den Stromhändlern zugeschriebenen Gefahrenmomente sind bei der Einspeisung und Versorgung von Haushaltskunden durch dezentrale

Anlagen nicht gegeben. Zudem steht der mit einer Anzeige verbundene organisatorische Aufwand für die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen, die Strom und Gas ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugen, außer Verhältnis zum Umfang ihrer Einspeiseleistung und ist ihnen daher nicht zumutbar. Im Ergebnis würde eine Anzeigepflicht als faktisches Zugangshindernis für die Einspeisung durch kleine Anlagen wirken, die in der Mehrheit im Rahmen eines landwirtschaftlichen Betriebes betrieben werden.

4. Änderungsvorschlag zu § 11

§ 11 Abs. 1 ist um einen Satz 2 zu ergänzen; die bisherigen Sätze 2 und 3 werden zu einem eigenständigen Absatz 2 gefasst. Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 3.

(1) *Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Versorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und auszubauen. Dabei sind Energieeffizienz, Klimaschutz und der Vorrang der Erneuerbaren Energien vorrangig zu berücksichtigen.*

(2) *Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben insbesondere die Aufgaben nach den §§ 12 bis 16 zu erfüllen. Die Verpflichtung nach Abs. 1 gilt auch im Rahmen der Wahrnehmung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und seiner Aufsichtsrechte nach § 8 Abs. 4 Satz 2.*

(3) *.....(der bisherige Absatz 2)....*

Begründung: Die gesetzlichen Ziele von Effizienzsteigerung und Klimaschutz und der Vorrang der Erneuerbaren Energien sind auch beim Netzbetrieb und -bau zu berücksichtigen. Auf diese Weise lassen sich z.B. durch Maßnahmen der Effizienzsteigerung und einen verstärkten Rückgriff auf dezentrale Anlagen Netzausbaumaßnahmen vermeiden. Die Betonung des Vorrangs der Erneuerbaren Energien ergänzend zu § 2 Abs. 2 soll verdeutlichen, dass der Vorrang auch auf Gasnetze zu Gunsten von Biomethan und Gas aus Biomasse Anwendung findet.

5. Änderungsvorschlag zu § 15 Abs. 2:

§ 15 Abs. 2 ist wie folgt zu ändern:

„Betreiber von Fernleitungsnetzen, Gasverteilernetzen, Speicher- oder LNG-Anlagen sind verpflichtet, jedem anderen Betreiber eines Fernleitungsnetzes, eines Gasverteilernetzes, einer Speicheranlage oder einer LNG-Anlage ausreichende Informationen zu liefern, um zu gewährleisten, dass der Transport und die Speicherung von Gas in einer mit dem sicheren und effizienten Betrieb des Verbundnetzes zu vereinbarenden Weise erfolgen kann.“

Begründung: Die Verwendung des allgemeinen Wortes Gas anstelle von Erdgas erfasst auch Biomethan und Gas aus Biomasse und erstreckt den Anwendungsbereich der Regelung auch auf diese Energieträger. Vgl. hierzu die Begriffbestimmung Nr. 22 (neu).

6. Ergänzungsvorschlag zu § 17:

Nach § 17 Abs. 1 werden ein neuer Absatz 2 und ein neuer Absatz 3 eingefügt. Die bisherigen Absätze 2 und 3 werden Absätze 4 und 5.

(2) *Anlagen zur Erzeugung von Biomethan und Gas aus Biomasse sind unverzüglich vorrangig ans Netz anzuschließen. Die Verpflichtung trifft den Netzbetreiber, zu dessen technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Ein Netz gilt auch dann als technisch geeignet, wenn die Abnahme des Gases erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird; in diesem Fall ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet. Wenn die Anlage einer Genehmigung nach anderen Rechtsvorschriften bedarf, besteht die Verpflichtung zum Ausbau nach Satz 2 nur, wenn der Anlagenbetreiber eine Genehmigung, eine Teilgenehmigung oder einen Vorbescheid vorlegt. Die Pflicht zum Ausbau erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen. Die Verpflichtung zum vorrangigen Anschluss besteht auch dann, wenn das Netz oder Netzbereich zeitweise vollständig durch Biomethan oder Gas aus Biomasse ausgelastet ist*

(3) *Die notwendigen Kosten des Anschlusses dezentraler Erzeugungsanlagen zur Erzeugung von Biomethan und Gas aus Biomasse an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Gases trägt der Anlagenbetreiber. Bei einem auf einem Grundstück bereits bestehenden, für die Aufnahme technisch geeigneten Netzanschluss gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt; weist der Netzbetreiber den Anlagen einen anderen Verknüpfungspunkt zu, ist er verpflichtet, die daraus resultierenden Mehrkosten zu tragen. Die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 16 entsprechen. Der Anlagenbetreiber kann den Anschluss der Anlagen sowie die Errichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen von dem Netzbetreiber oder einem fachkundigen Dritten vornehmen lassen. Die notwendigen Kosten eines nur infolge neu anzuschließender, reaktiverter, erweiterter oder in sonstiger Weise erneuerter Anlagen zur Erzeugung Biomethan oder Gas aus Biomasse erforderlichen Ausbaus des Netzes im Sinne von Abs. 2 zur Abnahme und Übertragung von Biomethan oder Gas aus Biomasse trägt der Netzbetreiber, bei dem der Ausbau erforderlich wird. Er muss die konkret erforderlichen Investitionen unter Angabe ihrer Kosten im Einzelnen darlegen. Der Netzbetreiber kann die auf ihn entfallenden Kosten bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen.*

Begründung: Die Regelung in Absatz 2 stellt den Vorrang von Biomethan Gas aus Biomasse beim Netzzugang klar und entspricht insoweit der Vorrangregelung für den Netzanschluss des § 4 Abs. 1 und 2 EEG.

Der neu aufzunehmende Absatz 3 regelt die Anschlusskosten und dient der Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten und damit der Transparenz und Rechtssicherheit. Die Regelung entspricht § 13 EEG. Die Regelung in Abs. 3 Satz 2 ist eine Vereinfachung für Anlagen, die sich auf einem Grundstück befinden, das bereits über einen technisch für die Aufnahme des erzeugten Biomethans und Gases aus Biomasse geeigneten Anschluss verfügt. Diese Regelung vermeidet auch volkswirtschaftlich ungünstige Kosten. Voraussetzung ist, dass die bestehenden Grundstücksanschlüsse in der Lage sind, die aus den Anlagen einzuspeisende Gasmenge aufzunehmen.

7. Änderungsvorschlag zu § 19 Abs. 2:

§ 19 Abs. 2 ist wie folgt zu ändern:

„Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, unter Berücksichtigung der nach § 17 festgelegten Bedingungen für den Netzanschluss von LNG-Anlagen, dezentralen Erzeugungsanlagen und Speicheranlagen, von anderen Fernleitungs- oder Gasverteilernetzen und von Direktleitungen technische Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb festzulegen und zu veröffentlichen.“

Begründung: Diese Ergänzung ist eine Folge der Ergänzung zu § 17 Abs. 1 und im Übrigen erforderlich, um Anlagen zur Erzeugung von Biomethan und Gas aus Biomasse in Anwendungsbereich der Regelung einzubeziehen.

7. Änderungs- und Ergänzungsvorschlag zu § 20 Abs. 1:

§ 20 Abs. 1 wird nach dem ersten Halbsatz um einen neuen Satz 2 ergänzt. Der zweite Halbsatz und die bisherigen Sätze 2 bis 4 werden zu einem neuen Absatz 2 zusammengefasst. Der bisherige Absatz 2 wird Absatz 3.

(1) *Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach objektiven Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Anlagen zur Erzeugung von Biomethan und Gas aus Biomasse ist der Zugang zum Netz vorrangig zu gewähren.*

(2) *Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang sind im Internet zu veröffentlichen. Den Netznutzern sind die für einen effizienten Netzzugang erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen. Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um einen effizienten Netzzugang zu gewährleisten.*

Begründung: Die Regelung stellt den Vorrang von Biomethan und Gas aus Biomasse bei der Gewährung des Netzzugangs klar.

8. Änderungsvorschlag zu § 21:

Nach Abs. 2 wird ein eigenständiger Absatz 3 eingefügt; Absätze 3 und 4 werden Absätze 4 und 5.

(3) *Von Einspeisern von Biomethan und Gas aus Biomasse werden ab erstmaliger Netzeinspeisung für die Dauer von 20 Jahren keine Entgelte erhoben. Die entstehenden Netznutzungskosten werden auf die übrigen Netznutzungen mittels einer bundesweiten Ausgleichsregelung umgelegt. Einzelheiten regelt eine Rechtsverordnung nach § 24.*

Begründung: Die Befreiung der Einspeiser von Biome-
than und Gas aus Biomasse von den Netznutzungskosten
ist unverzichtbar, um einen Markteintritt dieser Gase zu
ermöglichen. Der Zeitraum von 20 Jahren ist dem Förde-
rungszeitraum des EEG entlehnt. Die Ausgestaltung der
Regelungen erfolgt auf der Grundlage des Entwurfs der
Netzentgeltverordnung Gas. Der Fachverband Biogas
wird nach Vorliegen des Entwurfs Gestaltungs- und
Formulierungsvorschläge vorlegen.

Die erforderliche Aufbereitung von Biogas auf Erdgas-
qualität verursacht Kosten in Höhe von 0,7 ct/kWh bei
Anlagen mit einer Leistung von über 3,5 MWth und 3
ct/kWh bei kleinen Anlagen mit ca. 0,5 MWth. In glei-
cher Höhe liegen die Netznutzungskosten, wenn man zur
Orientierung das Preisniveau des Erdgases zu Grunde
legt. So betragen die Grenzübergangskosten in 2004 ca. 3
ct/kWh. Der Preis für Industriekunden liegt bei ca. 3,7
ct/kWh und für Haushaltskunden bei etwa 5,8 ct/kWh.
Der Abgabepreis an Tankstellen liegt netto bei ca. 3,6 bis
5,9 ct/kWh. Betrachtet man die Differenz zwischen dem
Importpreis und dem Abgabepreis so wird deutlich, dass
auch unter Berücksichtigung einer Gewinnspanne des
Händlers die Netzkosten mit 0,7 bis 2,8 ct/kWh nahezu
genauso hoch sind wie die Aufbereitungskosten für Bio-
gas und die dezentralen Gaserzeuger in finanzieller Hin-
sicht doppelt belastet werden. Diese Belastung ist erheb-
lich. Die Entlastung von den Netznutzungsentgelten
durch eine bundesweite Umlage ist unabdingbar.

Darüber hinaus nehmen die dezentralen Einspeiser die
Netzinfrastruktur des Netzbetreibers nicht gleichem Um-
fang in Anspruch wie Gasimporte. Eine Berücksichti-
gung der vermiedenen Netznutzung bei der Kalkulation
der Netznutzungsentgelte ist jedoch nicht geeignet, den
Bedürfnissen der dezentralen Erzeugung und Einspei-
sung von Biogas ausreichend Rechnung zu tragen. Die
ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvolle Einspeisung
von Biogas in Gasnetze hat nur dann eine Chance, wenn
der Transport von Biogas durch die Gasnetze von den
Netznutzungskosten befreit wird. Der Vorrang von Bio-
gas erhält dadurch eine erst finanzielle Rückendeckung.
Zu berücksichtigen ist darüber hinaus, dass Bestandteil
des Importpreises für Erdgas auch die Kosten der
Netznutzung über Entfernungen von bis zu 6000 km
sind. Die Einspeisung durch dezentrale Anlagen vor Ort
vermeidet volkswirtschaftliche Kosten, indem
Energieaufwand für Materialherstellung und Transport
sowie Methanverluste auf dem Transportweg vermieden
werden und leistet auch so einen wertvollen Beitrag zum
Klimaschutz.

Durch die Befreiung von den Netznutzungskosten wer-
den die Einspeiser von Biogas den Einspeisern von
Strom aus Erneuerbaren Energien angenähert, da diese
auf Grund ihrer besonderen markterschließenden Stel-
lung durch das EEG nicht als Transportkunden i.S.d.
EnWG gelten und bereits aus diesem Grund nicht mit
Netznutzungskosten belastet werden. Zu berücksichtigen
ist darüber hinaus, dass derzeit für die Gaseinspeisung
von Biogas noch kein dem EEG vergleichbares Anreiz-
und Finanzierungsinstrument (Gaseinspeisungsgesetz)
existiert, obwohl die Kosten für die Erzeugung und Auf-
bereitung von Biogas den Gestehungskosten für Strom
aus Erneuerbaren Energien gleichkommen.

Einen ersten, jedoch kleinen Anreiz für die Einspeisung
von Biogas und Ausspeisung von Energieäquivalenten
nach § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG, bieten die hier vorgeschla-
genen Änderungen, insbesondere die Befreiung von den

Netznutzungsentgelten. Dadurch kann § 8 Abs. 1 Satz 3
EEG überhaupt erst zur Anwendung gelangen. Der Fach-
verband Biogas geht weiterhin davon aus, dass es zu ei-
ner wirtschaftlichen und gleichmäßigen Einspeisung von
Biogas einer zusätzlichen Förderung durch ein Gasein-
speisegesetz bedarf, das zeitnah in Kraft treten sollte, um
die anderen zusätzlichen Klimaschutzaspekte der Primär-
energienutzung von Biogas zur Geltung kommen zu las-
sen.

9. Änderungsvorschlag zu § 24:

- Der Verweis in § 24 Satz 2 Nr. 7 auf § 21 Abs. 3
muss wegen des 8. Änderungsvorschlags zu § 21
auf § 21 Abs. 4 lauten.
- § 24 Satz 5 ist wie folgt zu ändern und zu ergän-
zen:

*„Regelungen nach Satz 2 Nr. 4 und 5 können vor-
sehen, dass Entgelte nicht nur auf der Grundlage
von Ausspeisungen, sondern ergänzend auch auf
der Grundlage von Einspeisungen von Energie
berechnet und in Rechnung gestellt werden, wo-
bei Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungs-
anlagen auch eine Erstattung eingesparter Ent-
gelte für den Netzzugang in den vorgelagerten
Netzebenen vorgesehen werden kann.“*

Begründung: Es sind keine Gründe ersichtlich, warum
diese Regelung auf Einspeisung von Elektrizität aus de-
zentralen Erzeugungsanlagen beschränkt sein soll. Durch
Streichung der Wörter „von Elektrizität“ werden alle de-
zentralen Erzeugungsanlagen i.S.d. Begriffsbestimmung
des § 3 Nr. 12 (neu), d.h. für Elektrizität, Biomethan und
Gas aus Biomasse, von dieser Regelung erfasst.

10. Ergänzungsvorschlag zu § 27:

- Nach § 27 Satz 1 ist ein folgender Satz 2 einzufü-
gen:

*„Anlagenbetreibern zur Erzeugung von Biome-
than und Gas aus Biomasse ist unverzüglich vor-
rangig Zugang zu gewähren.“*

- Satz 2 wird Satz 3 mit folgender Änderung:

*„Der Zugang kann verweigert werden, soweit der
Betreiber nachweist, dass ihm durch die Durch-
leitung aus betriebsbedingten oder sonstigen
Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1
nicht möglich oder zumutbar ist.“*

- Satz 4 wird Satz 5 mit einer Folgeänderung:

*„Die Verweigerung des Netzzugangs nach Satz 3
ist nur zulässig, wenn einer in Artikel 20 Abs. 2
Satz 3 a bis d der Richtlinie 2003/55/EG genann-
ten Gründe vorliegt.“*

Begründung: Die Regelung stellt den Vorrang von Bio-
methan und Gas aus Biomasse bei der Gewährung des
Netzzugangs zu vorgelagerten Rohrleitungsnetzen klar.

11. Änderungsvorschlag zu § 28:

§ 28 Abs. 1 wird um folgenden Satz 2 ergänzt:

*„Anlagenbetreibern zur Erzeugung von Biomethan und
Gas aus Biomasse ist unverzüglich vorrangig Zugang zu
gewähren.“*

Begründung: Die Regelung stellt den Vorrang von Biomethan und Gas aus Biomasse bei der Gewährung des Netzzugangs zu Speicheranlagen klar.

12. Änderungsvorschlag zu § 43:

In § 43 Abs. 1 wird nach Satz 4 folgender Satz 5 neu eingefügt:

„Von unwesentlicher Bedeutung sind auch Versorgungsleitungen für Biomethan und Gas aus Biomasse.“

Begründung: Die Regelung stellt den Vorrang von Biomethan und Gas aus Biomasse klar und vermeidet unnötige Genehmigungshürden.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1526

25. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Christian von Hammerstein, Hogan & Hartson Raue L.L.P.

A. Vorbemerkung

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Umsetzung der EU-Binnenmarkttrichtlinien Elektrizität und Gas bietet zwar einige positive Ansätze, leidet jedoch an einer grundsätzlichen strukturellen Schwäche. Der Entwurf verwirklicht das von der deutschen Netzwirtschaft geforderte System der „normierenden Regulierung“. Mit diesem Konzept werden die Spielräume der Regulierungsbehörde auf nebensächliche Fragen begrenzt. Durch sehr offene Formulierungen und teilweise völlig fehlende Regelungen zur Organisation des Netzzugangs auf der einen Seite und einer jedes Detail regelnden Bestimmung in Rechtsverordnungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit bzw. der Bundesregierung auf der anderen Seite wird die **Regulierungsbehörde** zu einer reinen **Vollzugsbehörde**. Zugleich wird durch die sehr weit gefasste und gerade in den zentralen Kernbereichen (Organisation des Netzzugangs) unbestimmte Verordnungsermächtigung an das Bundeswirtschaftsministerium bzw. die Bundesregierung die Legislative ihrer ureigenen Aufgabe beraubt, nämlich der Festlegung der für die Grundrechtsausübung der Netzbetreiber und der Netznutzer wesentlichen Grundprinzipien.

Auch den europarechtlichen Vorgaben entspricht ein System der lernenden und dynamischen Regulierung besser

als das auch international unbekanntes deutsche Sondermodell der „normierenden“ Regulierung.⁹² Eine dynamische Regulierung sollte grundsätzlich auf eine zu weitgehende Detailregelung im Gesetz oder in Verordnungen verzichten. Allerdings ist aufgrund der Grundrechtsrelevanz vieler Bereiche und der vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Wesentlichkeitsrechtsprechung eine Regelung der Grundzüge im Gesetz unverzichtbar. Die Regelung von Detailfragen sollte nicht der ausschließlichen Regelung in den Rechtsverordnungen der Bundesregierung überlassen werden. Es besteht in diesem Fall die Gefahr, dass bei fehlendem gleichzeitigen Erlass der Rechtsverordnungen mit Inkrafttreten des Gesetzes ein europarechtlich nicht hinnehmbares Vollzugsdefizit droht. Die Regulierungsbehörde muss auch ohne den Erlass von Rechtsverordnungen handlungsfähig sein. Zudem ist die Änderung von Rechtsverordnungen der Bundesregierung (zumal mit Zustimmung des Bundesrates) oft schwerfällig gegenüber der flexiblen Anpassung von Regulierungsmaßnahmen durch die hierfür fachlich und personell ausgestattete Regulierungsbehörde.

Eine solche flexible Möglichkeit der Anpassung an sich rasch ändernde ökonomische und technische Rahmenbedingungen sollte regelungstechnisch dadurch umgesetzt werden, dass die Regulierungsbehörde Bedingungen

⁹² Holznapel/Göge, ZNER 2004, 218 [220 f., 224].

durch Allgemeinverfügungen gegenüber einzelnen oder gegenüber Gruppen von Netzbetreibern anordnen kann. Solche Regelungen gegenüber der Gruppe der Netzbetreiber sind nicht Rechtsverordnungen nach Art. 80 Abs. 1 GG vorbehalten, wie auch die vom EnWG-E in § 24 Satz 1 Nr. 2 vorgesehene Ermächtigung der Regulierungsbehörde zur Festlegung allgemeiner Bedingungen belegt.

In Ergänzung zur unmittelbaren gesetzlichen Ermächtigung der Regulierungsbehörde zum Handeln durch Allgemeinverfügung sollte eine Verordnungsermächtigung der Bundesregierung beibehalten werden. Dadurch wird gleichzeitig gewährleistet, dass die Länder durch die erforderliche Zustimmung im Bundesrat Einfluss auf die Regelungstätigkeit nehmen können. Die Tätigkeit der Regulierungsbehörde ist also trotz umfassender Kompetenz dem Einflussbereich des Ordnungsgebers und des Bundesrates – und damit auch den Ländern – nicht entzogen. Die Bundesregierung und der Bundesrat behalten mit dieser Regelung jederzeit die Möglichkeit einer Einflussnahme im Bedarfsfall.

Empfehlenswert wäre es, die Ermächtigung zum Erlass genereller Regelungen durch Rechtsverordnung gem. Art. 80 Abs. 1 Satz 3 GG nach dem Konzept der dynamischen Regulierung auf die Regulierungsbehörde weiter zu übertragen. Die Ausübung der Verordnungsermächtigung durch die Regulierungsbehörde könnte von der Zustimmung des Bundesrates abhängig gemacht werden. Durch die Möglichkeit zum Erlass von generell-abstrakten Verordnungen durch die Regulierungsbehörde wird eine sachnahe Entscheidung gewährleistet (wie z. B. in § 12 Abs. 1 Nr. 12 KWG für die BAFin). Nicht nur das Vorbild der BAFin zeigt, dass dies keineswegs ungewöhnlich ist. Auch die in § 24 Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E in Verbindung mit der jeweiligen Verordnung (allerdings nur in Randbereichen) vorgesehene Möglichkeit der Regulierungsbehörde zur Festlegung allgemeiner Bedingungen ist jedenfalls dann eine verdeckte Verordnungsermächtigung, wenn es um den Erlass solcher abstrakter Regelungen geht, die nicht gegenüber einzelnen Netzbetreibern oder Gruppen von Netzbetreibern per Allgemeinverfügung festgelegt werden können. Es wäre daher konsequent und folgerichtig, wenn das Kind beim Namen genannt und das im Grundgesetz hierfür bestimmte Instrumentarium auch gesetzlich verankert würde. Eine Subdelegation der Verordnungsermächtigung nach Art. 80 Abs. 1 Satz 3 GG wäre daher auch dogmatisch der richtige Weg gegenüber der in der bisherigen Verwaltungsrechtsdogmatik bisher unbekanntem Festlegungsermächtigung nach § 24 Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E.⁹³ In jedem Fall sollte dem Erlass solcher Vorschriften wie auch von Allgemeinverfügungen der Regulierungsbehörde ein transparentes Anhörungsverfahren (schriftlich und in Einzelfällen auch mündlich) aller Marktbeteiligten vorgehen. Dies entspricht dem Vorbild bewährter Regulierungstraditionen in anderen europäischen und außereuropäischen Staaten.

Dies vorausgeschickt folgt die weitere Stellungnahme dem Aufbau des Gesetzentwurfs der Bundesregierung:

B. Zu den einzelnen Regelungskomplexen

I. Entflechtung (Teil 2)

⁹³ vgl. hierzu Holznapel/Göge, ZNER 2004, 218 [223]; Britz, EuZW 2004, 462 [463 f.].

Die Entflechtungsvorschriften im 2. Teil des EnWG-E stellen grundsätzlich eine sachgerechte und angemessene Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben dar. Zu begrüßen ist, dass die Tätigkeits-Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen nach einheitlichen handelsrechtlichen Maßstäben aufzustellen sind. Allerdings sieht der Gesetzentwurf keine ausdrückliche Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen zur Veröffentlichung ihrer Tätigkeits-Bilanz und GuV vor. Dadurch können die Marktteilnehmer ihre Beschwerderechte gem. § 31 (Art. 23 Abs. 4, 5 Elektrizitäts-Richtlinie, Art. 25 Abs. 4, 5 Gas-Richtlinie) nicht in ausreichender Weise wahrnehmen. Es sollte deshalb in § 10 Abs. 3 Satz 6 die Formulierung

„... und in den Anhang ihres Jahresabschlusses aufzunehmen.“

angefügt werden.

Da nach den Erfahrungen aus bisherigen Prozessen Gerichte dazu neigen, Wirtschaftsprüferfeststatten eine praktisch nicht überprüfbare „Richtigkeitsvermutung“ beizumessen, sollte in § 10 Abs. 4 in einem weiteren Satz 4 klargestellt werden, dass die Befugnisse der Regulierungsbehörde von der Vorlage der Wirtschaftsprüferfeststatten unberührt bleiben. Die Regulierungsbehörde sollte nicht an die Prüfergebnisse des Wirtschaftsprüfers gebunden sein, wenn sie deren Unrichtigkeit feststellt.

II. Regulierung des Netzbetriebs (Teil 3)

1. Aufgaben der Netzbetreiber (Abschnitt 1)

a) Betrieb von Energieversorgungsnetzen (§ 11)

Die Beschreibung der Aufgaben der Betreiber von Energieversorgungsnetzen in § 11 Abs. 1 erschöpft sich in der Verpflichtung zum Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetzes. Zu den grundlegenden Aufgaben der Betreiber von Energieversorgungsnetzen gehört jedoch auch der Betrieb der notwendigen Infrastruktur, um einen echten Wettbewerb mit Energieprodukten auf den nachgelagerten Märkten zu gewährleisten. Auch diese Kernaufgabe sollte gesetzlich verankert werden. Sie ist zugleich Grundlage für die besonderen Aufgaben der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Netzzugang und Netzanschluss, die in den Abschnitten 2 und 3 näher geregelt werden.

Das Wort „Ausbau“ in § 11 Abs. 1 ist missverständlich, da es nicht auf den Ausbau, sondern die bedarfsgerechte und effiziente Dimensionierung des Netzes ankommt. Dies kann auch die Beseitigung existierender ineffizienter Netzstrukturen beinhalten.

Schließlich ist die bisherige Formulierung in Satz 2 missverständlich. Sie schließt nicht aus, dass die Leitung des vertikal integrierten Unternehmens auch in wettbewerbssensible Bereiche hinein interveniert, etwa beim Kapazitätsmanagement. Es ist daher klarzustellen, dass die Durchführung der Maßnahmen nach den §§ 12 – 16 dem Netzbereich obliegt und die Konzernleitung hierfür die notwendigen Ressourcen bereitzustellen hat.

b) Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen (§ 13)

§ 13 Abs. 6 und 7 sieht vor, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen die Regulierungsbehörde bei Gefährdungen, Störungen und Schwachstellen im Netz zu unterrichten haben. Die bloße Berichtspflicht gegenüber der Regu-

lierungsbehörde ist jedoch wertlos, wenn die Regulierungsbehörde nicht die Möglichkeit hat, die Übertragungsnetzbetreiber zur Beseitigung von Schwachstellen im Interesse der Versorgungssicherheit zu verpflichten. Eine Ermächtigung hierzu sollte in § 13 Abs. 6 und 7 aufgenommen werden.

c) Aufgaben der Betreiber von Fernleitungs- und Gasverteilernetzen (§ 15)

Der EnWG-E sieht eine Abschwächung der Verpflichtung der Betreiber von Fernleitungsnetzen gegenüber den Verpflichtungen der Betreiber von Übertragungsnetzen in § 12 Abs. 2 vor. Während letztere alle notwendigen Informationen zu liefern haben, soll sich die Verpflichtung der Betreiber der Gasversorgungsnetze auf „ausreichende Informationen“ beschränken. Auch die in § 12 Abs. 2 enthaltene Verpflichtung zu einem koordinierten Ausbau des Netzes findet sich in § 15 nicht, obwohl gerade in den Gasversorgungsnetzen Kapazitätsengpässe im Interesse der Versorgungssicherheit einer koordinierten Behandlung durch die Netzbetreiber bedürfen. Schließlich fehlt in § 15 Abs. 3 eine generelle Verpflichtung der Betreiber von Gasversorgungsnetzen, durch entsprechende Transportkapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen. Eine solche Regelung würde der für die Betreiber der Übertragungsnetze geltenden Verpflichtung gem. § 12 Abs. 3 entsprechen.

d) Systemverantwortung der Betreiber von Fernleitungs- und Gasverteilernetzen (§ 16)

Die in der Gegenäußerung des Bundesrates unter Ziffer 21 vorgeschlagenen Änderungen zu § 16 sind zu begrüßen. Hierdurch wird einerseits eine Anpassung der Aufgaben und Pflichten der Betreiber von Gasversorgungsnetzen an die der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen erreicht. Zudem wird ein abgestuftes und damit verhältnismäßiges Vorgehen im Falle von Störungen im Netz gewährleistet.

In § 16 Abs. 2 Satz 2 sollten die Worte „*und Gashändler*“ durch die Formulierung „*Netznutzer und Kunden*“ ersetzt werden. Dabei handelt es sich um in § 3 Nr. 28 und Nr. 24 definierte Begriffe, während der Begriff des „Gashändlers“ unklar und gesetzlich nicht definiert ist.

2. Netzanschluss (Abschnitt 2)

a) Netzanschluss/Arealnetze (§ 17)

Der Bundesrat fordert in Ziffer 23 seiner Stellungnahme eine Konkretisierung der Verordnungsermächtigung in der Weise, dass für die Zumutbarkeit des Anschlusses von Arealnetzen auch das Interesse an der kostengünstigen Struktur des Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung berücksichtigt werden soll. Die Bundesregierung hat in Ziffer 21 ihrer Gegenäußerung mitgeteilt, sie werde den Vorschlag prüfen. Gleichzeitig deutete die Bundesregierung jedoch an, dass ein Ausschluss der Verpflichtung zum Anschluss von Arealnetzen möglicherweise der falsche Weg sei. Dem ist zuzustimmen. In den anhängigen Gerichtsverfahren zum Anschluss von Arealnetzen haben die Netzbetreiber stets argumentiert, dass sie als allgemeiner Versorger der allgemeinen Anschluss- und Versorgungspflicht unterliegen und diese Aufgabe zu angemessenen Preisen nur dann erfüllen können, wenn nicht nur unattraktive Kunden in Nieder-

spannung an ihr Netz angeschlossen seien.⁹⁴ Die Netzbetreiber müssten sich daher dagegen wehren können, dass Wettbewerber bei attraktiven Kunden Arealnetze errichten und diese somit nur noch an das Mittelspannungsnetz angeschlossen würden. Dieses „Rosinenpicken“ gefährde die preisgünstige allgemeine Versorgung. Dem sind jedoch die Gerichte und das Bundeskartellamt entgegengetreten. Dabei haben sie zutreffend damit argumentiert, dass es in der Regel nicht um den Verlust von bestehenden attraktiven Kunden gehe, sondern um den Verlust von Kundenzuwächsen (bei Neubaugebieten). Zudem sei es dem Netzbetreiber nicht verwehrt, in Wettbewerb zu den Arealnetzbetreibern zu treten. Ein solcher Wettbewerb würde effiziente Netzstrukturen fördern und in Randbereichen genau das ermöglichen, was im übrigen aufgrund der natürlichen Netzmonopole strukturell ausgeschlossen ist, nämlich echten Leitungswettbewerb. Es ist kein rechter Grund erkennbar, die Netzbetreiber vor einem solchen Leitungswettbewerb zu schützen. Es ist daher empfehlenswert, zur Klarstellung in § 17 Abs. 1 in einem weiteren Satz 2 anzufügen, dass der den Netzanschluss Begehrende die Spannungs- oder Druckebene für den Netzanschluss bestimmen kann.

Weiterhin sollte § 17 Abs. 2 Satz 3 durch die Formulierung

„Die Verweigerung des Netzanschlusses ist dann nicht unzumutbar, wenn der Anschlussnehmer bereit ist, die notwendigen Kosten zum Ausbau des betreffenden Netzes zu tragen“,

ersetzt werden. Für Informationen über notwendige Maßnahmen zum Netzausbau bei Netzanschluss- und Netzzugangsverweigerung aus Kapazitätsgründen darf kein Entgelt verlangt werden. Dies hätte eine abschreckende Wirkung auf die Anforderung solcher Informationen. Sie obliegt den Netzbetreibern im Rahmen ihrer Aufgaben und Systemverantwortung nach Abschnitt 1. Im übrigen macht die Mitteilung der notwendigen Ausbaukosten nur dann Sinn, wenn bei einer Übernahme der Ausbaukosten durch den Anschlussnehmer der Netzbetreiber auch zur Gewährung des Netzzugangs verpflichtet ist. Dies würde durch die vorgeschlagene Formulierung sichergestellt.

3. Netzzugang (Abschnitt 3)

a) Zugang zu den Energieversorgungsnetzen (§ 20)

aa) Verfassungsrechtliche Vorgaben

Der Regierungsentwurf enthält weder für die Strom- noch für die Gasversorgungsnetze eine Festlegung auf eine bestimmte Organisation des Netzzugangs (Netzzugangsmodell). Nicht einmal die Grundprinzipien des Netzzugangs werden im Gesetzentwurf auch nur erwähnt. Der Entwurf beschränkt sich in § 20 Abs. 1 auf die Postulierung der Diskriminierungsfreiheit. Dies kann verfassungsrechtlichen Anforderungen jedoch nicht genügen. Nach der Wesentlichkeitsrechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts sind die wesentlichen Entscheidungen im Parlamentsgesetz selbst zu treffen, insbesondere angesichts der bereits in Stellung gebrachten verfassungsrechtlichen Gutachten der Netzbetreiber.⁹⁵

⁹⁴ BKartA, Beschl. v. 08.10.2003, B 11-12/03 – Mainova/GETEC Net; OLG Düsseldorf, WuW/E DE-R 1179; OLG München, GRUR-RR 2004, 156.

⁹⁵ Koenig/Rasbach, Rechtsfragen zur regulatorischen Ausgestaltung des Netzzugangs bei Erdgas, Ein Rechtsgutachten im Auftrag des Bun-

Zwar sind die insbesondere gegen die Einführung eines Entry-/Exit-Netzzugangs im Gasmarkt vorgebrachten verfassungsrechtlichen Argumente nicht stichhaltig. Sie beruhen im wesentlichen auf der Annahme, dass der bisherige Status quo (verhandelter Netzzugang) verfassungsrechtlich gesichert und durch gesetzgeberische Maßnahmen nicht verändert werden könne. Dabei wird jedoch unberücksichtigt gelassen, dass Netzbetreiber sich nicht in gleicher Weise auf die Schutzwirkung der Artt. 12, 14 GG berufen können wie ein Unternehmen, das ausschließlich aus eigener Leistungskraft unternehmerische Werte geschaffen hat. Zwar ist unstreitig mit der Normierung eines regulierten und diskriminierungsfreien Netzzugangs ein Eingriff in die Berufsfreiheit und Eigentumsgarantie der Netzbetreiber verbunden. Ein solcher Eingriff ist jedoch dann legitim, wenn er durch sachgerechte und vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls getragen wird, zur Erreichung des erstrebten Zwecks geeignet und erforderlich ist und bei einer Gesamtabwägung zwischen der Schwere des Eingriffs und dem Gewicht und der Dringlichkeit der ihn rechtfertigenden Gründe die Grenze der Zumutbarkeit wahr.⁹⁶ Mit der Einführung eines auch europarechtlich vorgegebenen regulierten Netzzugangs werden jedoch unstreitig Gemeinwohlbelange verfolgt. Die Schaffung von Wettbewerb ist europarechtlich vorgegeben und verfassungsrechtlich erwünscht.⁹⁷ Die Einführung von netzübergreifenden Netzzugangsmodellen ist zur Herstellung solcher wettbewerblichen Bedingungen geeignet. Dabei übersehen die von der Netzwirtschaft beauftragten Gutachter, dass dem Gesetzgeber hierbei ein erheblicher Gestaltungs-, Prognose- und Einschätzungsspielraum zusteht. Gerade bei komplexen und die näheren Auswirkungen schwer übersehbaren Zusammenhängen müssen die Auswirkungen eines Gesetzes nicht mit hinreichender Wahrscheinlichkeit oder gar Sicherheit übersehbar sein, solange nicht elementare Rechtsgüter wie das des Lebens oder der Freiheit der Person auf dem Spiele stehen.⁹⁸ Es reicht, wenn die Einschätzung des Gesetzgebers vertretbar ist und sich an einer sachgerechten und vertretbaren Beurteilung des erreichbaren Erfahrungsmaterials orientiert hat.

Dies wäre bei einer Normierung des allgemein anerkannten Handelspunktmodells im Strommarkt unstreitig der Fall. Aber auch ein netzübergreifendes Entry-/Exit-Modell im Gasmarkt erfüllt diese Voraussetzungen.⁹⁹ Aufgrund der Erfahrungen in Österreich, Italien, Großbritannien und der Analysen unterschiedlichster Verbände und Marktteilnehmer gibt es keine zwingenden technischen Gründe, welche die Undurchführbarkeit eines solchen Modells in Deutschland belegen. Dies gilt in besonderer Weise dann, wenn man den Netzbetreibern die Möglichkeit gesetzlich einräumt, gegenüber der Regulierungsbehörde im Sinne des oben unter A. beschriebenen

desverbandes der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), Bonn, 2004; Schmidt-Preuß, Rechtsgutachten zur verfassungsrechtlichen Zulässigkeit eines Systemwechsels von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung bei der Entgeltregulierung im Stromsektor, erstattet „der Deutschen Elektrizitätswirtschaft“ Bonn, März 2004; Badura, DVBl. 2004, 1189

⁹⁶ BVerfGE 30, 229; 33, 244; 68, 155; Schmidt-Preuß, Der verfassungsrechtliche Schutz der Unternehmenssubstanz, Kernfragen der staatlichen Festsetzung von Netznutzungsentgelten im Stromsektor, ET 2003, 758.

⁹⁷ Papier, BB 1997, 1213.

⁹⁸ BVerfGE 50, 219, 333.

⁹⁹ Schuler/v. Hammerstein, ZfE 29 (2004) 2, 93; Neveling/Däuper, IR 2004, 126.

Konzepts der dynamischen Regulierung, den Gegenbeweis anzutreten. So könnte vorgesehen werden, dass beim Nachweis technischer oder sonstiger Gründe, die einen netzübergreifenden Gastransport durch die voneinander abhängige Buchung von Ein- und Auspeisekapazitäten an den Grenzen der mehrere Gasversorgungsnetze umfassenden Regelzone unmöglich machen, die Regulierungsbehörde die Grenzen der Regelzonen verändern und gegebenenfalls weitere Regelzonen entsprechend der nachgewiesenen Netzrestriktionen zulassen kann. Dies kann bei einem entsprechenden Nachweis der Netzbetreiber im Extremfall auch zur Einrichtung einer Regelzone führen, die nur ein einziges Netz umfasst. Diese Umkehr der Beweislast stellt ein angemessenes Mittel dar, um die Eignung der gesetzlichen Maßnahme (Regelzonenmodell) zur Erreichung des gesetzgeberischen Ziels (diskriminierungsfreier, börsenfähiger und massenmarktauglicher Netzzugang) zu gewährleisten.

Wenn etwas verfassungsrechtlich zulässig ist, heißt dies jedoch noch nicht, dass es hierfür nicht eine gesetzliche Grundlage geben muss. Diese lässt der Gesetzentwurf der Bundesregierung vermissen. § 20 enthält weder eine Normierung des zur Zeit im Strommarkt praktizierten Handelspunktmodells. Es enthält schon gar keine Regelung für die Einführung eines Entry-/Exit-Netzzugangs im Gasmarkt, unabhängig von der Frage, ob ein solches Modell netzübergreifend oder nur für einzelne Netze angewendet werden soll. Aufgrund dieses Mankos ist der Regierungsentwurf verfassungsrechtlich angreifbar. Dieses verfassungsrechtliche Defizit wird auch in der Forderung des Bundesrates deutlich, mit dem Gesetzentwurf bereits die Verordnungsentwürfe vorzulegen, da anderenfalls der Gesetzentwurf nicht beurteilt werden könne. Verfassungsrechtlich muss der Gesetzentwurf jedoch aus sich heraus verständlich sein und die wesentlichen Grundprinzipien enthalten. Ist ein Gesetzentwurf ohne die Verordnungen nicht bewertbar, ist er im Ergebnis auch nicht vollziehbar. Dieses Defizit könnte nur dadurch ausgeglichen werden, dass in den Gesetzentwurf weitere Regelungen aufgenommen werden, welche in der für ein Gesetz notwendigen generalisierenden Weise determinieren, wie der Netzzugang durch den Verordnungsgeber zu normieren ist. Deshalb wäre es ratsam, neben der Grundregel in § 20 zwei gesonderte Bestimmungen nachfolgend (§ 20a und § 20b) zu schaffen, welche die Grundprinzipien des Netzzugangs zu den Gasversorgungsnetzen einerseits und den Stromversorgungsnetzen andererseits festlegen. Im einzelnen:

bb) Allgemeine Zugangsregelungen (§ 20)

(1) Standardangebote

Um eine Massenmarkt- und Börsentauglichkeit des Netzzugangs und damit insbesondere auch einen leichten Lieferantenwechsel für Haushalts- und Kleinkunden zu ermöglichen, sollte in § 20 Abs. 1 eine § 23 TKG vergleichbare Verpflichtung zur Veröffentlichung der Netzzugangsbedingungen als annahmefähige Standardangebote aufgenommen werden.

(2) Fehlende Kapazität als einziger Verweigerungsgrund

Soweit in § 20 Abs. 2 die Verweigerung des Netzzugangs aus „betriebsbedingten oder sonstigen Gründen“ zulässig sein soll, handelt es sich dabei um unbestimmte Begriffe, die zu erheblicher Rechtsunsicherheit bei Netzbetreibern, Netznutzern und Kunden führen. Einziger Grund für eine

Verweigerung des Netzzugangs kann in Übereinstimmung mit den europarechtlichen Vorgaben fehlende Kapazität sein. Um eine effektive Kontrolle der Regulierungsbehörde zu ermöglichen, sollte vorgesehen werden, dass die Netzzugangsverweigerung der Regulierungsbehörde anzuzeigen ist. Schließlich sollte ebenso wie bei § 17 vorgesehen werden, dass eine Verweigerung des Netzzugangs dann nicht unzumutbar ist, wenn der Netznutzer bereit ist, die notwendigen Kosten zum Ausbau des betreffenden Netzes zu tragen. Die Mitteilung der notwendigen Ausbaurkosten macht nur dann Sinn, wenn bei einer Übernahme der Ausbaurkosten durch den Netznutzer der Netzbetreiber auch zur Gewährung des Netzzugangs verpflichtet ist.

(3) Lastprofile

Schließlich sollte in § 20 eine Vorschrift zur Erstellung von standardisierten Lastprofilen aufgenommen werden. Diese sollten sowohl für die Belieferung von Strom- als auch Gaskunden vorgesehen werden. Die Verwendung von Lastprofilen ist zur Belieferung von nicht leistungsgemessenen Kunden – HuK-Kunden – unerlässlich. Für den Fall, dass der Verteilernetzbetreiber seiner Verpflichtung zur Erstellung von Lastprofilen nicht nachkommt, sollte der Regulierungsbehörde eine Ermächtigung gegeben werden, die Erstellung und Zuordnung des jeweiligen Lastprofils ersatzweise durch einen Dritten vornehmen zu lassen. Dies sollte dann bei der Abrechnung solange zugrunde gelegt werden, bis der Verteilernetzbetreiber seiner Verpflichtung zur Erstellung der Lastprofile nachkommt. Die Kosten für einen dadurch bedingten erhöhten Bedarf an Ausgleichsleistungen sind dem Verteilerunternehmen aufzuerlegen. Da es für Haushaltskunden im Gasbereich bisher noch keine Lastprofile gibt, sollte eine angemessene Übergangsfrist vorgesehen werden. Die Regelung könnte wie folgt gefasst werden:

„(1) Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, für Kunden, deren Anlagen an ein Verteilernetz angeschlossen sind, standardisierte Lastprofile zu erstellen und den einzelnen Kundengruppen zuzuordnen. Die erstellten und zugeordneten Lastprofile sind in geeigneter elektronischer Form zu veröffentlichen und der Regulierungsbehörde unverzüglich bekannt zu geben. Das Verteilerunternehmen kann die angezeigten Lastprofile verwenden, solange die Regulierungsbehörde deren Verwendung nicht untersagt.

(2) Kommt der Verteilernetzbetreiber seiner Verpflichtung nach Absatz 5 nicht zeitgerecht nach, kann von der Regulierungsbehörde zur Wahrung des öffentlichen Interesses am zeitgerechten Funktionieren des Marktes die Erstellung und Zuordnung des jeweiligen Lastprofils auf Kosten des Netzbetreibers ersatzweise durch einen Dritten angeordnet werden. Dieses ist bei der Abrechnung solange zugrunde zu legen, bis der Verteilernetzbetreiber seiner Verpflichtung nach Absatz 5 nachkommt. Die Kosten für einen dadurch bedingten Ausfall von Ausgleichsleistungen sind vom Verteilerunternehmen zu tragen.“

cc) Zugang zu Gasversorgungsnetzen

Eine konkrete Regelung wird in **Anhang 1** vorgestellt.

(1) Netzübergreifende Buchung von Ein- und Ausspeisekapazität

Die Grundprinzipien eines wirksamen Entry-/Exit-Netzzugangsmodells sind gesetzlich zu verankern. Diese bestehen in der voneinander unabhängigen Buchung von

Ein- und Ausspeisekapazitäten in einer eigentumsübergreifenden Regelzone verbunden mit den notwendigen Kooperationspflichten der Netzbetreiber. Die BEB hat zum 1. Juni 2004 im Prinzip ein solches Netzzugangsmodell in ihrem Netzgebiet eingeführt. Dies zeigt anschaulich, dass das bisher immer wieder vorgetragene Argument, ein solches Modell sei „technisch unmöglich“, nicht richtig ist. In gleicher Weise ist auch nicht erwiesen, dass ein solches Modell nicht auch netzübergreifend möglich sein soll. Die Tatsache, dass selbst E.ON Ruhrgas das Netz einer anderen juristischen Person, nämlich der Ferngas Nordbayern, voll in ihr seit dem 1. November 2004 praktiziertes Entry-/Exit-System integriert hat, belegt die Unrichtigkeit dieser These. Auch die Regelung in § 4 Abs. 5 des Entwurfs der Gasnetzzugangsverordnung, nach der Kapazitätsprodukte netzübergreifend angeboten werden **können**, zeigt die Möglichkeit solcher netzübergreifenden Angebote. Es ist dann aber nicht recht einzusehen, weshalb dies nicht auch zu einer Verpflichtung der Netzbetreiber gemacht werden sollte. Die Herstellung großer Regelzonen mit hoher Liquidität als einheitliche Marktplätze für den Handel von Gasprodukten ist Voraussetzung für ein handels- und börsentaugliches Gasnetzzugangsmodell. Zwar sieht der bisher vorgelegte Entwurf der Gasnetzzugangsverordnung in § 5 Abs. 5 die Bildung von Teilnetzen lediglich als ultima ratio vor. Gleichwohl verbleibt es bei einer strengen Begrenzung des Entry-/Exit-Modells auf die Netze einzelner Betreiber. Dies würde dazu führen, dass voraussichtlich allein auf Ferngas- und Regionalgasebene mindestens 40 Zonen geschaffen würden und damit durch die Hintertür das transaktionsaufwendige Transportpfadmodell der VV Gas II wieder aufleben würde.

(2) Regelzonen

Es sollte deshalb im Gesetzentwurf ein flexibler Rahmen für die Festlegung von netzübergreifenden Regelzonen geschaffen werden. Die Festlegung der Regelzonen sollte einer gesonderten Entscheidung der Regulierungsbehörde vorbehalten werden. Diese mag zu Beginn Regelzonen festlegen, die mit den Netzen einzelner Fernleitungsnetzbetreiber identisch sind. Ziel muss es aber sein, die Zahl der Regelzonen auf das absolute Minimum zu reduzieren, um die notwendige Diskriminierungsfreiheit, Massenmarkttauglichkeit und Börsenfähigkeit zu gewährleisten. Dabei sollte es den Netzbetreibern eingeräumt werden, technische Beschränkungen für die Festlegung einer geringeren Zahl an Regelzonen nachzuweisen. Nur die Netzbetreiber verfügen über die Informationen über solche technischen Beschränkungen. Ihnen sollte die Darlegungs- und Beweislast für den Nachweis solcher Beschränkungen obliegen. Zur Festlegung der Regelzonen müssen die Regulierungsbehörde, die Netzbetreiber und die Netznutzer gemeinsam ein Lastflussmodell aufgrund historischer Lastflussdaten und einer Prognose künftiger Lastflüsse erarbeiten, um eine optimale Kapazitätsausnutzung innerhalb der Regelzone zu gewährleisten. Dazu ist eine Verpflichtung der Gasversorgungsnetzbetreiber gesetzlich zu normieren, der Regulierungsbehörde die notwendigen Informationen aus dem Netz zur Verfügung zu stellen. Einzelheiten können dann in einer Rechtsverordnung bzw. in Allgemeinverfügungen der Regulierungsbehörde festgelegt werden.

(3) Koordinationsstelle

Zentraler Bestandteil eines wirksamen Entry-/Exit-Systems ist eine diskriminierungsfreie und transparente

Durchführung der Kapazitätsbewirtschaftung. Das Bundeswirtschaftsministerium hat im Monitoring-Bericht die Einrichtung einer Koordinierungsstelle erwähnt, im jetzigen Gesetzentwurf jedoch nicht vorgesehen. Durch eine solche Einrichtung könnte jedoch gewährleistet werden, dass die netzübergreifende Abwicklung des Netzzugangs reibungslos und mit minimalem Transaktionsaufwand für alle Beteiligten durchgeführt werden könnte. Dabei sollte einer freiwilligen Lösung der Netzbetreiber der Vorrang eingeräumt werden. Nur wenn diese sich nicht auf eine sachgerechte Einrichtung einer Koordinierungsstelle einigen können, sollte die Regulierungsbehörde die Benennung eines Unternehmens als Koordinierungsstelle anordnen. Die Koordinierungsstelle würde verantwortlich für die Einrichtung und Abwicklung eines virtuellen Handelspunktes sein, wie er z. B. in den Niederlanden mit dem Title Transfer System (TTF) und in Großbritannien mit dem National Balancing Point (NBP) existiert.

(4) Engpassmanagement

Weiterhin sollten gesetzlich die Grundsätze des Engpassmanagements verankert werden. Es sollte vorgesehen werden, dass begrenzte Kapazitäten nach transparenten, nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien, marktorientierten Verfahren zur Vergeben sind. Die Verfahren sollten geeignet sein, Engpässe auf wirtschaftlich effiziente Weise zu bewältigen und Anreize für Investitionen zur Beseitigung von Engpässen zu setzen. Die aus einem Vergabeverfahren erzielten Erlöse sind zur Beseitigung der Engpässe und im übrigen zur Minderung der Kosten des Netzbetriebes zu verwenden. Die Verwendung der Erlöse sollte der Regulierungsbehörde nachgewiesen und veröffentlicht werden.

Kommt es nach der Buchung von Kapazitäten bei der Nominierung zu technisch-physikalischen Engpässen, sollten die Netzbetreiber verpflichtet werden, zunächst alle zur Verfügung stehenden Maßnahmen zu ergreifen, um diesen Engpass abzuwenden oder zu überwinden. Dazu eignet sich die Veränderung der Systemfahrweise, der Rückkauf von Kapazitäten, die Ausübung von vereinbarten Optionen über die Veränderung von geplanten Ein- und Ausspeisungen und schließlich die Reduzierung der gebuchten Kapazitäten im anteiligen Verhältnis der Nominierungen.

(5) Rucksack-Prinzip

Weiterhin sollte das Rucksack-Prinzip gesetzlich geregelt werden. Hierzu ist ein unbedingter Anspruch des neuen Lieferanten auf Übernahme der Kapazität des alten Lieferanten vorzusehen. Soweit in § 8 Abs. 7 des Entwurfs der Gas-Netzzugangsverordnung der Anspruch auf Übernahme der Kapazität von der Darlegung des neuen Lieferanten abhängt, dass es ihm ohne die Übertragungskapazität nicht möglich wäre, den Abnehmer zu beliefern, handelt es sich um eine überflüssige und wettbewerbshemmende Regelung. Es gibt keinen Grund dafür, nicht einen unbedingten Anspruch auf Übertragung der Kapazität vorzusehen. Anderenfalls müssten Newcomer bei der Akquisition von Kunden das Risiko eingehen, möglicherweise keine Kapazitäten für deren Belieferung erwerben zu können. Es gibt jedoch keinen sachlichen Grund dafür, warum der bisherige Lieferant seine Kapazitäten behalten sollte. Er hat den Kunden verloren, für den diese Kapazitäten gebucht waren. Das Rucksack-Prinzip sollte weiterhin die Übernahme von Kapazitäten für alle zur Belieferung des Kunden benötigten Netze

vorsehen. Auch dies ist im bisherigen Entwurf der Gas-Netzzugangsverordnung nicht geregelt.

(6) Netzverbund

Schließlich ist im Gesetz das Netzverbundmodell gesetzlich zu verankern. Ebenso wie im Handelspunktmodell für den Strommarkt sollte der Abschluss eines einzigen Vertrages zur Nutzung aller in der Regelzone liegenden Fernleitungsnetze bzw. der nachgelagerten Verteilnetze ausreichen. Durch die komplexen und aus einer großen Zahl von Netzen bestehenden Netzstrukturen wie in der deutschen Gaswirtschaft ist eine singuläre Betrachtung von Rechtsverhältnissen zwischen einzelnen Netzbetreibern und Netznutzern praktisch nicht möglich. Ein Netzverbundmodell ermöglicht durch den Abschluss eines Vertrages den Zugang zum gesamten deutschen Gasversorgungsnetzverbund. Durch eine gesetzliche Normierung werden zugleich die Rechtsbeziehungen zu den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern auf eine klare gesetzliche Grundlage gestellt. Dies hat insbesondere Bedeutung in Bezug auf Haftung und Entgelte. Aufgrund der Besonderheiten des Entry-/Exit-Netzzugangs ist bei diesem Netzverbundmodell zwischen der Buchung von Einspeisekapazitäten (eröffnet Recht zur Nutzung der Gesamtheit der in der Regelzone liegenden Fernleitungsnetze) und der Buchung von Ausspeisekapazität (berechtigt zur Nutzung der Gesamtheit der innerhalb der Regelzone vorgelagerten Gasversorgungsnetze) zu unterscheiden. Durch ein solches Modell erhalten zugleich die örtlichen Verteilnetze ebenso wie im Strommarkt ihre zentrale Bedeutung für den Netzzugang und die Ermöglichung von Wettbewerb bei der Belieferung von Kunden. Sie sind für die Kostenwälzung, also die Weiterwälzung der Kosten der vorgelagerten Netze an den Netznutzer verantwortlich und schließen den entscheidenden Ausspeisevertrag mit diesem ab.

dd) Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen

Auch für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen enthält der EnWG-E keine Festlegung der elementaren Grundprinzipien. Eine Festlegung der Prinzipien des Netzzugangs für den Strommarkt im Gesetz selbst und nicht erst in einer Verordnung ist aber zwingend, weil das bisher praktizierte Handelspunktmodell aufgrund der großen Zahl unterschiedlicher Netzbetreiber nur funktioniert, wenn die entsprechende Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern und die Rechtsbeziehungen zwischen den Netzbetreibern zu den Netznutzern gewährleistet ist. Zwar ist in § 3 Abs. 2 des bisher vorliegenden Entwurfs einer Stromnetzzugangsverordnung vorgesehen, dass der Netznutzungsvertrag oder Lieferantenrahmenvertrag den Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz vermittelt. Jedoch bleibt die Verordnung die Antwort darauf schuldig, welche vertraglichen oder gesetzlichen Rechtsbeziehungen in diesem Zusammenhang entstehen. So ist unklar, ob eine Rechtsbeziehung nur zwischen dem Netznutzer und dem Unternehmen, aus dessen Netz die Entnahme von Elektrizität erfolgen soll, entstehen. Da gleichzeitig vorgesehen ist, dass der Netzbetreiber nach dem Prinzip der Kostenwälzung die Netznutzungsentgelte der vorgelagerten Netzbetreiber (einschließlich der Übertragungsnetze) beim Netznutzer einzieht, bleibt offen, ob der Netzbetreiber hier ein reines Inkassogeschäft betreibt oder eine eigene Forderung eintreibt, bei der die Entgelte für die Nutzung der vorgelagerten Netze lediglich als Kostenfaktor in seine Entgeltkalkulation einfließen.

Diese Frage hat enorme praktische Konsequenzen. Denn von ihrer Antwort hängt ab, ob der Betreiber des vorgelagerten Netzes auch unmittelbar seine Forderungen gegen den Netznutzer eintreiben und der Netznutzer seinerseits einen Prozess z. B. gegen den Übertragungsnetzbetreiber anstrengen muss, wenn er sich gegen dessen Netznutzungsentgelte wenden will. Würden nur Rechtsbeziehungen zwischen dem Betreiber des Netzes, aus dem die Elektrizität entnommen wird, und dem Netznutzer entstehen, müsste der Streit über die Höhe der Netznutzungsentgelte der vorgelagerten Netzbetreiber zwischen dem nachgelagerten Netzbetreiber und dem Netznutzer ausgetragen werden. Dies wäre wiederum für alle Beteiligten äußerst misslich, da der Betreiber des nachgelagerten Netzes die interne Kalkulation der Netznutzungsentgelte des vorgelagerten Netzes nicht kennt und nicht kennen kann.

Da gleichzeitig die Gestaltung solcher Rechtsbeziehungen wesentlich in die Eigentums- und Freiheitsrechte der Netzbetreiber eingreift, ist hierfür zwingend eine grundsätzliche Regelung in das Parlamentsgesetz aufzunehmen. Hierzu sollte entsprechend des im **Anhang 2** vorgeschlagenen Netzverbundmodells klargestellt werden, dass der Netznutzer zwar nur einen Vertrag mit dem Betreiber des Netzes schließt, aus dem er Elektrizität entnimmt. Gleichzeitig sollte kraft Gesetzes ein gesetzliches Schuldverhältnis zu allen Betreibern der ebenfalls in Anspruch genommenen Betreiber der vorgelagerten Netze entstehen. Nur so wird eine klare und gesetzliche Grundlage für das tatsächlich bereits praktizierte System des Netzverbundes geschaffen. Die Rechtsbeziehungen zu allen Netzbetreibern und den Netznutzern würde auf eine gesetzliche Grundlage gestellt.

Neben diesem im Gesetz zu verankerten Grundprinzip sollen noch weitere Grundfragen wie die Vergabe von knappen Kapazitäten, zur Regelenergie, zu Lastprofilen und zu den Kooperationspflichten der Netzbetreiber im Gesetz verankert werden. Ein Vorschlag ist in **Anhang 2** enthalten.

b) Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang (§ 21)

aa) Nettosubstanzerhaltung

(1) Nettosubstanzerhaltung versus Realkapitalerhaltung

Das in § 21 Abs. 2 EnWG-E verankerte Prinzip der Nettosubstanzerhaltung ist der wesentliche Grund für die bis heute weit über dem europäischen Durchschnitt liegenden Netznutzungsentgelte in Deutschland.¹⁰⁰ Die Möglichkeit, Gewinne in den Kosten zu verdecken, lässt sich durch das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung nicht verlässlich und mit dem gebotenen geringen Regulierungsaufwand ausschließen. Bei der Nettosubstanzerhaltung orientiert sich die Restwertabschreibung für den eigenkapitalfinanzierten Anteil des Anlagevermögens nicht an den aus der Bilanz und GuV-Rechnung ohne weiteres ersichtlichen tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten, sondern an einem geschätzten Wiederbeschaffungswert (Tagesneuwert). Erfolgt eine solche Wiederbeschaffung nicht, kann die Differenz zwischen den abgeschriebenen Tagesneuwerten und den tatsächlichen

Anschaffungs- und Herstellungskosten als Gewinn vom Netzbetreiber ausgeschüttet werden. Die an sich für die Wiederbeschaffung von aufgezehrten Anlagegütern „angesparten“ Abschreibungen werden dadurch der Unternehmenssubstanz entzogen. Dies erklärt (zum Teil), weshalb die Netzbetreiber trotz der bisher nach den Verbändevereinbarungen angesetzten Eigenkapitalrendite von 6,5 % tatsächlich Gewinne in zweistelliger Höhe ausschütten. Hinzu kommt, dass die eingesetzte Eigenkapitalrendite auf der Grundlage des Tagesneuwertes erfolgt, also eine Verzinsung von fiktivem Kapital erfolgt, das niemals vom Netzbetreiber investiert wurde.

Es wird daher empfohlen, das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung aus dem Gesetz zu streichen. Idealerweise sollte es durch das Prinzip der Realkapitalerhaltung ersetzt werden, wobei die genaue Festlegung des kostenrechnerischen Prinzips ebenso wie im Telekommunikationsbereich auch der Regulierungsbehörde überlassen bleiben sollte. Durch das Prinzip der Realkapitalerhaltung werden Kosten und Gewinne konsequent getrennt. Dadurch wird maximale Transparenz für eine Kalkulation der Netznutzungsentgelte geschaffen. Die Realkapitalerhaltung gewährleistet die volle Finanzierungsfähigkeit des Unternehmens (und damit Leistungs- und Versorgungssicherheit), indem das investierte Eigenkapital vor Inflationsverzehr geschützt wird. Es gewährleistet weiter, dass in den Kosten für Abschreibungen keine faktischen Gewinne verdeckt werden können. Denn Abschreibungen können nur auf der Basis der tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten, nicht aber aufgrund (fiktiver) Wiederbeschaffungswerte als Kosten geltend gemacht werden. Gewinne werden beim Prinzip der Realkapitalerhaltung transparent ausgewiesen in der vom Regulierer zugestandenen Höhe der Verzinsung des Eigenkapitals.¹⁰¹

Bei der Nettosubstanzerhaltung kann der tatsächlich erzielte Gewinn dagegen erst nach erfolgter Reinvestition der Betriebsmittel eindeutig festgestellt werden. Dies ist insbesondere aufgrund der in den Netzen dominierenden langen Abschreibungsdauern nur mit einem unverhältnismäßig hohen bürokratischen Aufwand möglich. Da es gerade im Bereich langlebiger Betriebsmittel in den Netzen üblich ist, dass eine tatsächliche Reinvestition erst deutlich nach Ende der Abschreibungsdauer stattfindet, führt die fortgeführte Abschreibung nach Tagesneuwerten zu erheblichen weiteren und im Ergebnis nicht gerechtfertigten Zusatzgewinnen.

Da zudem die Höhe der Tageswertneuwerte nicht eindeutig und transparent festgestellt werden kann, eröffnet die Nettosubstanzkalkulation den Netzbetreibern einen von der Regulierungsbehörde praktisch nicht verlässlich kontrollierbaren Spielraum. Gerade wer eine schlanke Regulierung fordert, sollte für eine Streichung der Nettosubstanzerhaltung plädieren. Anderenfalls müsste ein bürokratisches Ungetüm geschaffen werden, das die Wiederbeschaffungswerte sämtlicher einzelner Anlagegüter der Netzbetreiber unter die Lupe nimmt, unter Berücksichtigung von Preisindizes und Vergleichsangeboten. Hierfür wären vermutlich ein Vielfaches der bisher für die Regulierungsbehörde vorgesehenen 60 Planstellen erforderlich. Im System der Realkapitalerhaltung genügt dagegen

¹⁰⁰ EU-Kommission, Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, DG Tren Draft Working Paper, 1. März 2004, S. 21.

¹⁰¹ vgl. Schlemmermeier/v. Hammerstein, Realkapitalerhaltung und Effizienz, Ein Vorschlag für die diskriminierungsfreie und transparente Kalkulation von Netznutzungsentgelten in der Energiewirtschaft, VIK-Mitt. 2004, S. 7 ff.

ein kurzer Blick in die geprüfte Bilanz und GuV-Rechnung, um die Grundlage der Abschreibung zu ermitteln. Auch der Nominalzins steht aufgrund der Veröffentlichungen der Bundesbank für jedermann zugänglich fest.

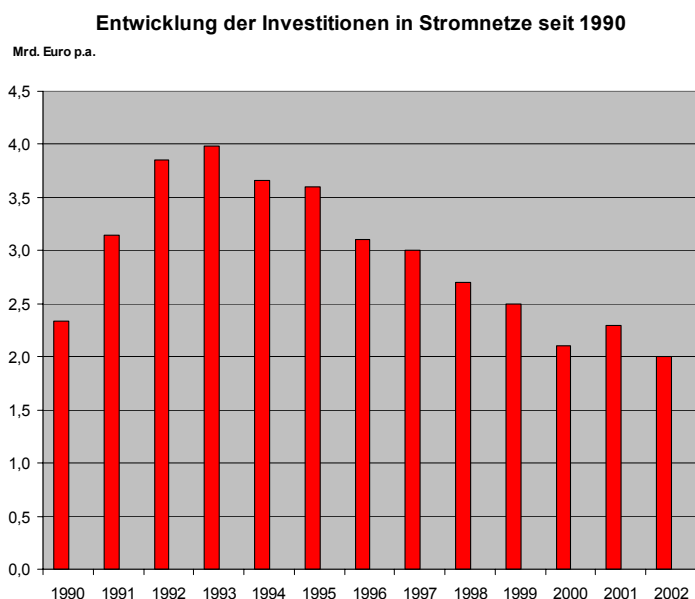
(2) Systemwechsel

Das gegen die Verankerung des Prinzips der Realkapitalerhaltung vorgebrachte Argument, ein Systemwechsel würde zu Preissprüngen und einer nur ungenügenden Refinanzierung des eingesetzten Kapitals führen, ist bei konsequenter Anwendung beider Prinzipien nicht plausibel.

(i) Nicht vermittelbare Preissprünge

Die Gefahr einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte aufgrund eines Systemwechsels besteht grundsätzlich nur

dann, wenn sich die Netzbetriebsmittel in einem sehr frühen Stadium ihrer betrieblichen Nutzung befinden und der höhere Nominalzins noch nicht durch den niedrigeren Realzins auf der Basis von gestiegenen Tagesneuwerten überkompensiert wurde. Dies ist jedoch realitätsfremd, da trotz erheblicher Steigerung der Netznutzungsentgelte die Reinvestitionen in die deutschen Netze im letzten Jahrzehnt kontinuierlich zurückgegangen sind, wie die folgende Abbildung zeigt:



Quelle: RegTP

Zudem werden nicht alle Investitionsgüter zum gleichen Zeitpunkt neu angeschafft, sondern es erfolgt ein kontinuierlicher Ersatz aufgezehrter Anlagegüter. Deshalb gleichen sich entgelterhöhende und entgeltsenkende Effekte gegenseitig aus.

(ii) Unzureichende Refinanzierung

Nicht nachvollziehbar ist auch das Argument, der vorgeschlagene Wechsel vom System der Nettosubstanzerhaltung zum System der Realkapitalerhaltung führe zu einer unzureichenden Refinanzierung des eingesetzten Kapitals.¹⁰² Wie bereits beschrieben, wird bei der Realkapitalerhaltung das eingesetzte Kapital durch eine Nominalverzinsung vor Inflationsverzehr geschützt. Ein Systemwechsel führt dann nicht zu einer unzureichenden Refinanzierung, wenn z. B. die zum Zeitpunkt des Systemwechsels geführten Tagesneuwerte eingefroren und über die Restlaufzeit (wie Anschaffungskosten) abgeschrieben

werden und der Netzbetreiber ab dem Zeitpunkt des Systemwechsels einen Anteil der Nominalzinszahlung zur Bildung einer Eigenkapitalrücklage für die Wiederbeschaffung verwendet.

(iii) Verfassungsrechtliche Bedenken

Teilweise werden verfassungsrechtliche Bedenken gegen eine Einführung der Realkapitalerhaltung vorgebracht.¹⁰³ Diese überzeugen aber nicht. Ein etwaiger verfassungsrechtlicher Vertrauensschutz steht einer Kalkulation der Entgelte nach dem Prinzip der Realkapitalerhaltung nicht entgegen. Die bisherigen Bedingungen des Netzzugangs ergeben sich allein auf der Grundlage der VV Strom II plus bzw. der VV Gas II, also einer vertraglichen Vereinbarung zwischen den beteiligten Marktakteuren. Das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung ist bisher im Gesetz

¹⁰² so Männel, Gutachterliche Stellungnahme zu dem im Auftrag der Deutsche BP AG von v. Hammerstein/Schlemmermeier erstellten Gutachten zur Realkapitalerhaltung und Effizienz, S. 5 (7).

¹⁰³ Schmidt-Preuß, Rechtsgutachten zur verfassungsrechtlichen Zulässigkeit eines Systemwechsels von der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung bei der Entgeltregulierung im Stromsektor, erstattet „der Deutschen Elektrizitätswirtschaft“ Bonn, März 2004;

nicht verankert,¹⁰⁴ so dass hierauf auch kein Vertrauensschutz in die Beständigkeit staatlichen Handels geschützt werden kann. Zudem wurde jedenfalls in der Gasnetzwirtschaft in der Vergangenheit nicht nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung kalkuliert. Auch betriebswirtschaftlich ist anerkannt, dass beide Methoden bei richtiger Anwendung dem Kapitalgeber einen Schutz vor Inflationsverzehr bieten. Der Wechsel ist deshalb weder für die Netzbetreiber noch für die Netznutzer mit einem ungerechtfertigten Nachteil verbunden. Deshalb ist auch nicht ersichtlich, unter welchem Aspekt ein Wechsel unverhältnismäßig sein soll. Es geht nur um die Einführung eines anerkannten kostenrechnerischen Prinzips, das eine transparente und schlanke Regulierung von Netznutzungsentgelten ermöglichen soll. Dem Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers stehen hier keine verfassungsrechtlichen Hürden entgegen.

bb) Energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung versus effiziente Leistungsbereitstellung

Der in § 21 Abs. 2 EnWG-E normierte Effizienzmaßstab der „energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ ist unklar und sollte durch den Begriff der „effizienten Leistungsbereitstellung“ ersetzt werden.¹⁰⁵ Eine Definition des Begriffs der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung findet sich weder im heute geltenden EnWG noch im Entwurf der Bundesregierung. Auch Rechtsprechung und Literatur haben keine griffige Auslegung des Begriffs entwickelt. Die „rationelle Betriebsführung“ ist ein traditioneller, statischer Begriff, der in seiner bisherigen energierechtlichen Verwendung wie auch allgemeinsprachlich sehr stark auf Wirtschaftlichkeit innerhalb eines unternehmensinternen („betrieblich“) vorgegebenen und kurzfristig nicht veränderlichen Rahmens bezogen ist. Ein unternehmensinterner vorgezeichneter Weg kann zu minimalen Kosten – also rationell – verfolgt werden und doch bei umfassender Betrachtung ineffizient sein.¹⁰⁶ Der Begriff der „effizienten Leistungsbereitstellung“ hingegen ist eindeutig. Eine gesetzliche Definition findet sich z. B. in § 31 Abs. 2 TKG. Der Begriff „effizient“ wird entweder durch die Kosten und Erlöse strukturell vergleichbarer Unternehmen qualitativ und quantitativ bestimmt. Bei gleicher Leistung bildet der Kostenführer (das Unternehmen mit den niedrigsten Kosten für die gleiche Leistung) unter den strukturell vergleichbaren Unternehmen den Maßstab für Effizienz oder die Effizienz lässt sich durch Benchmarking-Methoden ermitteln. Der Grundsatz der effizienten Leistungsbereitstellung ist auch europarechtlich vorgeschrieben. Nach Art. 4 Abs. 1 der Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel (VO 1228/2003) dürfen die Entgelte der Netzbetreiber die tatsächlichen Kosten nur insoweit widerspiegeln, „als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers“ entsprechen. Die Verordnung ist seit 1. Juli 2004 zwingendes Recht in Deutschland.

cc) Anreizregulierung

Der Gesetzentwurf enthält keine Ermächtigungsgrundlage für die Regulierungsbehörde, anstelle einer Kostenprüfung einzelner Netznutzungsentgelte Preis- oder Er-

lösobergrenzen vorzugeben, um gegenüber den Netzbetreibern einen Anreiz für effiziente Kostenstrukturen und damit zur Steigerung des beim Netzbetreiber verbleibenden Gewinns zu setzen. In ihrer Gegenäußerung zu der Stellungnahme des Bundesrates zum EnWG-E führt die Bundesregierung unter Ziffer 24 zwar aus, Elemente für eine Anreizregulierung seien im EnWG-E bereits enthalten. Mit Ausnahme der wenig griffigen Formulierung in § 21 Abs. 2 Satz 1 („unter Berücksichtigung von Anreizen für eine kosteneffiziente Leistungserbringung“), entspricht dies jedoch nicht den Tatsachen. Deshalb schlägt die Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung auch die Entwicklung eines Systems der Anreizregulierung vor. Die in Ziffer 24 der Gegenäußerung aufgeführten Elemente beschreiben zutreffend die Grundprinzipien einer Anreizregulierung. Allerdings enthält der von der Bundesregierung vorgeschlagene Weg zwei elementare Schwächen:

- Die Vorschläge beziehen sich ausschließlich auf eine „Anreizregulierung Strom“ und privilegieren damit in nicht gerechtfertigter Weise die Betreiber der Gasversorgungsnetze. Es ist jedoch kein Grund ersichtlich, dort nicht in gleicher Weise die Transportentgelte einer Anreizregulierung zu unterwerfen.
- In dem Vorschlag bleibt unklar, ob die Bundesregierung bereits jetzt eine Ermächtigung für die Regulierungsbehörde zur Anreizregulierung schaffen will oder ob dies einer Gesetzesänderung in zwei Jahren vorbehalten bleiben soll, während die Regulierungsbehörde im Zwischenzeitraum lediglich eine Ermächtigung zur Datenerhebung bekommen soll. Sofern letzteres gewollt sein sollte, wäre unmittelbar nach Inkrafttreten des EnWG-E Bedarf für seine Änderung vorhanden, um mit dem nötigen Vorlauf die Ermächtigung an die Regulierungsbehörde zur Anreizregulierung in zwei Jahren zu schaffen. Ein solch kurzatmiger Gesetzgebungsprozess dürfte nicht im Interesse der Beteiligten sein. Es ist auch nicht recht erkennbar, welche zusätzlichen Vorarbeiten die Regulierungsbehörde zu leisten hat, um die Grundprinzipien einer Anreizregulierung im Gesetz zu beschreiben. Für eine verfassungsrechtlich ausreichende Ermächtigung der Regulierungsbehörde reicht die Verankerung der von der Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung unter Ziffer 24 zutreffend beschriebenen Grundprinzipien.

Mit der folgenden Formulierung könnten in das Gesetz diese Grundprinzipien einer Anreizregulierung in verfassungsrechtlich einwandfreier Weise beschrieben werden und in ihrer Ausgestaltung Entscheidungen der Regulierungsbehörde bzw. Verordnungen der Bundesregierung vorbehalten bleiben:

„(1) Die Regulierungsbehörde kann die Betreiber von Energieversorgungsnetzen im Rahmen der Genehmigung gem. §§ [Normen für die Genehmigung von Netznutzungsentgelten] verpflichten, die Entgelte für die Netznutzung unter Verwendung der von ihr für einen bestimmten Zeitraum vorgegebenen Maßgrößen für die Änderungsraten der Erlöse oder der Entgelte jährlich anzupassen. Die Regulierungsbehörde kann die Maßgrößen für einzelne Netzbetreiber oder einheitlich für Gruppen von Netzbetreibern oder für alle Netzbetreiber einheitlich festlegen.

¹⁰⁴ §§ 6, 6a EnWG begründen lediglich eine Vermutungswirkung und sind zudem zeitlich begrenzt gewesen.

¹⁰⁵ vgl. auch Säcker, N&R 2004, 46

¹⁰⁶ BKartA, Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts vom 28. Juni 2004 (EnWG-RegE), 25.08.2004.

(2) Bei der jährlichen Festlegung der Maßgrößen nach Absatz 5 sind mindestens der Inflationsausgleich, ein Abschlag für den Produktivitätszuwachs, der sich aus Abweichungen von der Mengenprognose errechnende periodenübergreifende Saldo sowie die Entwicklung der jeweiligen Kostentreiber zu berücksichtigen. Die Regulierungsbehörde überprüft die Festlegung regelmäßig auf ihre wirtschaftliche Zumutbarkeit.“

Damit würde die Grundidee einer Anreizregulierung, die Kosten der Netzbetreiber für einen festzulegenden Zeitraum von den Erlösen zu entkoppeln, gesetzlich verankert. Zwischen den Kostenprüfungen der Regulierungsbehörde, die zur Festlegung der Ausgangsentgelte dienen, folgen diese dann einem vorgegebenen Pfad, welcher von einem von der Regulierungsbehörde zu entwickelnden Anpassungsmechanismus bestimmt wird. Vorteil einer solchen Entkoppelung wäre es, die Regulierungsbehörde von einer jährlichen Kostenüberprüfung zu entbinden. Gleichzeitig wird den Netzbetreibern ein Anreiz gegeben, Rationalisierungspotentiale zu erschließen und ihre Kosten zu senken.

Da eine solche Anreizregulierung ein ganz entscheidendes Instrumentarium im Rahmen der Entgeltregulierung für die Netznutzung darstellt, sollte eine Ermächtigung der Regulierungsbehörde zur Durchführung einer Anreizregulierung bereits jetzt in das Gesetz aufgenommen werden. Einzelheiten zur anzuwendenden Methode (Data Development Analysis [DEA], Yardstick, Competition, etc.) und zu ihrer Durchführung können dann durch die Regulierungsbehörde angeordnet werden, verbunden mit einer Verordnungsermächtigung an das Bundeswirtschaftsministerium.

dd) Vergleichsverfahren

Das in § 21 Abs. 4 vorgesehene Vergleichsverfahren ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings ist die dort vorgesehene Festlegung der Vermutungsschwelle auf den Durchschnitt der Entgelte deutlich zu hoch, da die Netzentgelte bereits jetzt weit über dem europäischen Durchschnitt liegen.¹⁰⁷ Grundsätzlich sollte eine Orientierung an den effizientesten Netzbetreibern erfolgen. Eine Orientierung an dem Durchschnitt schafft kollektive Preiserhöhungsanreize und bleibt hinter dem kartellrechtlichen Vergleichsmarktkonzept zurück. Dieses stellt auf effiziente Unternehmen und nicht auf ein „Mittelmaß“ ab. Auf Basis des EnWG-E würden Netzbetreiber geringeren Anforderungen unterworfen als marktbeherrschende Unternehmen in Branchen, die dem Kartellrecht unterliegen. Sinn der Regulierung ist es jedoch gerade, solche natürlichen Monopole einer über die kartellrechtlichen Befugnisse hinausreichenden Aufsicht zu unterwerfen.¹⁰⁸

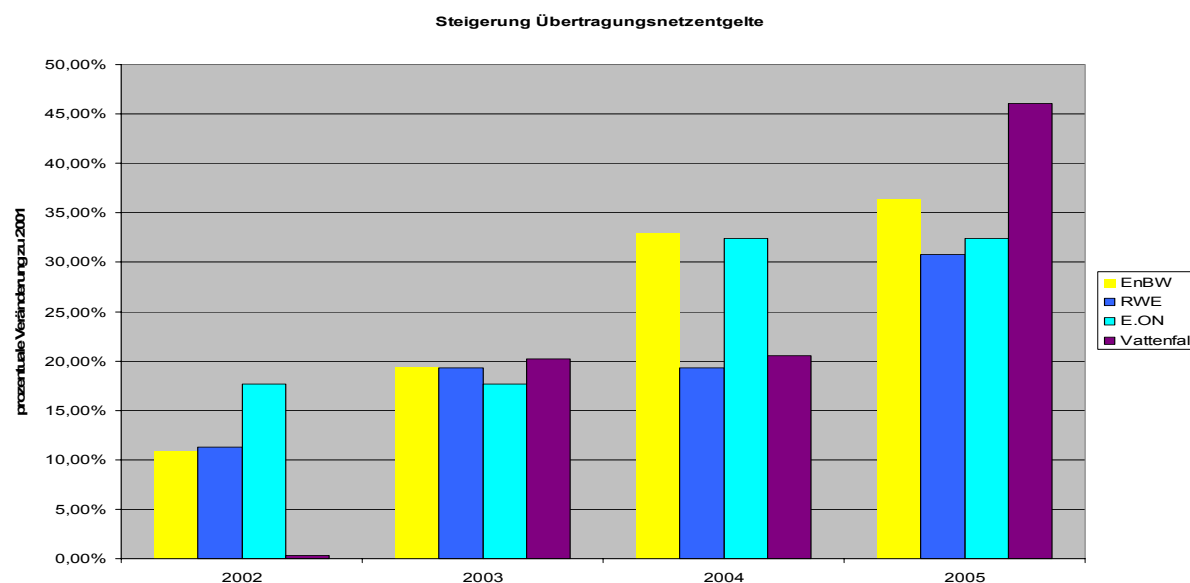
4. Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen (§§ 22, 23)

Die in §§ 22, 23 EnWG-E vorgesehenen Regelungen für die Beschaffung von Regelenergie sind grundsätzlich zu begrüßen, bleiben allerdings in den entscheidenden Punkten unklar und wecken Zweifel an ihrer Effektivität. Regelenergie mit einem Volumen von ca. 1 Mrd. € pro

Jahr ist der zentrale Kostenblock für die Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber. Regelenergieleistungen sind Bestandteil der Systemdienstleistungen und machen ca. 50 % der Netzentgelte aus. Die für 2005 angekündigten Preiserhöhungen werden ebenso wie in den vergangenen Jahren bereits vorgenommenen Erhöhungen im wesentlichen mit angeblich gestiegenen Regelenergiekosten bestätigt. Seit dem Jahr 2001 bis zum Beginn des Jahres 2005 werden die Übertragungsnetzentgelte zwischen 30 und 46 % gestiegen sein, wie die folgende graphische Übersicht zeigt:

¹⁰⁷ EU-Kommission, Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, DG Tren Draft Working Paper, 1. März 2004, S. 21.

¹⁰⁸ vgl. BKartA, Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts vom 28. Juni 2004 (EnWG-RegE), 25.08.2004, S. 5; Monopolkommission, 15. Hauptgutachten 2002/2003, Rz. 1167.



Quelle: RegTP

Die laufenden Beschwerdeverfahren beim Bundeskartellamt machen deutlich, dass die Regelenergiekosten zu einem gravierenden Problem im deutschen Strommarkt geworden sind. Der Gesetzentwurf sollte daher besonderes Augenmerk auf die Ausgestaltung des Regelenergie-marktes als Bestandteil der zur Netznutzung erforderlichen Systemdienstleistungen legen. Dem wird der Gesetzentwurf bisher nicht in vollem Umfang gerecht.

Entscheidend für die Regelenergiekosten ist die Tatsache, dass die vier Übertragungsnetzbetreiber für ihr jeweiliges Netzgebiet Regelenergie individuell beschaffen und gegenüber den Netznutzern im Rahmen der Netznutzungsentgelte abrechnen. Die Trennung in vier Regelzonen führt strukturell dazu, dass die eigenen Kraftwerk-parks der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber in den Ausschreibungsverfahren bevorzugt berücksichtigt werden. In einer jüngeren Studie wird festgestellt, dass ein Handel mit Regelenergie über die Regelzongrenzen hinweg nicht stattfindet. Aufgrund der Restriktionen in den Präqualifikationsverfahren begegnet eine regelzonenübergreifende Belieferung der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelenergie auch erheblichen praktischen Schwierigkeiten.

Die geringe Anzahl der Marktteilnehmer insbesondere im Bereich der Primär- und Sekundärregelung belegt dies.¹⁰⁹ Die geringe Zahl von Marktteilnehmern in allen Regelzonen hat funktionierenden Wettbewerb bei der Regelenergiebeschaffung nicht entstehen lassen.

Zwingende Gründe für eine Beibehaltung der heute existierenden Regelzonen existieren nicht. Die Eigentums-

grenzen sind das einzige Kriterium für die heutige Einteilung. Die Fusionen der letzten Jahre zeigen jedoch, wie wenig zwingend dieses Kriterium ist. So war es bei der Fusion von Bewag, Veag und HEW zu Vattenfall Transmission völlig unproblematisch, die drei Übertragungsnetze zu einer Regelzone zusammenzufassen. Ähnliches galt für die Zusammenfassung der Regelzonen von VEW und RWE zu RWE Netz. Da es auch keine langfristig bestehenden Netzengpässe zwischen den Regelzonen gibt, sind keine elektrizitätswirtschaftlichen Gründe für eine Trennung der Regelzonen ersichtlich. Die Zusammenlegung würde die Eigentumsrechte an den Transportnetzen nicht verändern. Die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber müssten lediglich ihren Betrieb soweit koordinieren, dass sie die Funktion des Bilanzkoordinators gemeinsam wahrnehmen. Bereits heute koordiniert die Systemführung Netze der RWE Transportnetz Strom GmbH in Brauweiler den Verbundbetrieb für Deutschland. Dort werden alle geplanten Energieübertragungen zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern jeweils für den Folgetag gesteuert. Zugleich übernimmt RWE im Auftrag der drei anderen Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe der Systembilanzierung und die Koordination mit den Übertragungsnetzen in dem benachbarten europäischen Ausland. Es ist kein Grund ersichtlich, weshalb im Rahmen einer solchen Koordination nicht auch eine bundesweite Beschaffung von Regelenergie erfolgen soll. Auch kartellrechtlich stehen dem keine Gründe entgegen, da die entbündelten Übertragungsnetzbetreiber keine Wettbewerber sind.

Eine Koordination des Regelenergiebedarfs zwischen den Übertragungsnetzbetreibern hätte zur Folge, dass die Sekundärregelung und Minutenreserve aus zwei Gründen deutlich reduziert werden könnte. Zum einen könnten sich Ungleichgewichte in Teilgebieten stärker ausgleichen und damit stochastische Einflüsse gemindert wer-

¹⁰⁹ BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, R-A-N Gutachten zu Kosten der Beschaffung und Abrechnung von Regel- bzw. Ausgleichsenergie mit Blick auf die kartellrechtliche Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG, 27.03.2003, Kap. 3.4, S. 47.

den. Zum anderen müssten die Vorgaben der UCTE-Spielregeln, den Ausfall des größten Kraftwerksblocks durch die Summe aus Sekundärregelung und Minutenreserve abzusichern, nicht in jedem Teilgebiet einzeln, sondern nur einmal für die gesamte Regelzone erfüllt werden.¹¹⁰ Eine gemeinsame Ausschreibung des verbleibenden Regelenergiebedarfs würde dann wettbewerblichen Regeln folgen. Bei einer bundesweiten Ausschreibung stünden die mit den Übertragungsnetzbetreibern verbundenen Erzeugungsgesellschaften in direktem Wettbewerb zueinander. Die Marktabgrenzung zwischen den einzelnen Regelzonen würde aufgehoben mit der Folge, dass auch Regelkraftwerke z. B. in Nordrhein-Westfalen Regelenergiebedarf für das Netz von Vattenfall Transmission anbieten könnten. Dadurch würden sich automatisch Wettbewerbspreise einpendeln und vermutlich ein Einspareffekt bei den Netznutzungsentgelten von mehreren 100 Mio. € jährlich erzielt werden.

Der bisherige Entwurf des EnWG sieht eine solche gemeinsame Ausschreibung des Regelenergiebedarfs nicht vor. Zwar regelt § 22 Abs. 2 bestimmte Koordinationspflichten und die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform. Der Begründung des Gesetzentwurfs ist jedoch zu entnehmen, dass dadurch nur die Transparenz erhöht, nicht jedoch gemeinsame Ausschreibungen ermöglicht werden sollen. Dies wird auch aus dem vorliegenden Entwurf einer Netzzugangsverordnung Strom deutlich, welcher nur eine Ausschreibung von Regelenergie in den einzelnen Regelzonen vorsieht.

5. Regelungen zu den Netzzugangsbedingungen u.a. (§ 24)

Die Vorschriften des EnWG-E für die weiteren Regelungen der Bedingungen des Netzzugangs folgen dem oben unter A. kritisierten System der normierenden Regulierung. Es wird empfohlen, dies durch eine umfassende und konkret bestimmte Ermächtigung an die Regulierungsbehörde, verbunden mit einer lediglich flankierenden Verordnungsermächtigung zu ersetzen. Die Verordnungsermächtigung sollte mit Zustimmung des Bundesrates auf die Regulierungsbehörde weiter übertragen werden.

6. Ausnahmen vom Zugang zu den Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen (§ 25)

Die in § 25 EnWG-E vorgesehene Regelung entspricht zwar Art. 27 der Gas-Richtlinie. Auch dort weckt sie jedoch Zweifel, ob die vorgesehenen Ausnahme in einem Umfeld der Entflechtung von Netzbetrieb und Versorgungstätigkeit noch ihre Rechtfertigung hat. Denn grundsätzlich hat der Netzbetreiber keine langfristigen Gaslieferverträge abgeschlossen. Sofern der mit dem Netzbetrieb verbundene Versorgungsbereich auf die Nutzung des Netzes zur Erfüllung der langfristigen Lieferverpflichtungen angewiesen ist, so muss er sich entsprechende Kapazitäten vertraglich sichern. Dies führt dann systemgerecht zum Ausschluss des Nutzungsrechtes Dritter für diese Kapazitäten. Sofern aufgrund der Anpassungs- und Wiederverhandlungsklauseln in den langfristigen Take-or-pay-Verträgen Kapazitäten nicht genutzt werden, würden sie dem Markt wieder zur Verfügung stehen.

¹¹⁰ BET, a.a.O., S. 49.

7. Speicherzugang (§§ 26, 28)

Nach Art. 19 Gas-Richtlinie steht den Mitgliedsstaaten der EU ein Wahlrecht zwischen einem Zugang zu Speichereinrichtungen auf Vertragsbasis (verhandelter Speicherzugang) oder einem regulierten Zugang zu. § 26 EnWG-E sieht einen ausschließlich verhandelten Speicherzugang vor. Dies wird den zur Zeit bestehenden Realitäten nicht gerecht. Grund für das Wahlrecht in der Gas-Richtlinie war die Überlegung, dass Speicher anders als Netze nicht zwingend natürliche Monopole darstellen. Bei einem funktionierenden Zugang zum bundesweiten Transportnetz kann ein Lieferant mit Hilfe des ihm zur Verfügung stehenden Transportnetzes auf Speicher in unterschiedlichen geographischen Regionen zurückgreifen. Damit würde ein Wettbewerb der Speicherbetreiber untereinander bestehen mit der Folge, dass es einer Regulierung nicht bedürfte, sondern die allgemeinen kartellrechtlichen Regelungen ausreichen würden.

Zur Zeit besteht jedoch ein solcher bundesweit funktionierender Gasnetzzugang noch nicht und es wird auch noch einige Zeit dauern, bis sich ein solcher etabliert hat und zu einem wirklichen Speicherwettbewerb führen wird. Verbleibt es bei der Zersplitterung der Landschaft der Netzbetreiber und der Etablierung von Einspeise- und Auspeisezonen für ca. 40 Einzelnetze wie bisher im Entwurf der Gasnetzzugangsverordnung vorgesehen, würden auch dauerhaft erhebliche Hindernisse für die Entstehung eines solchen Speicherwettbewerbs bestehen. Es wäre deshalb empfehlenswert, ein abgestuftes System des Zugangs zu Speichern gesetzlich zu verankern. Hierzu könnte zunächst für eine Übergangsphase der Zugang in regulierter Form erfolgen. Weiterhin sollte die Regulierungsbehörde verpflichtet werden, eine regelmäßige Marktanalyse durchzuführen. Vorbild könnte hierfür das in § 11 TKG vorgesehene Verfahren der Analyse von Telekommunikationsmärkten sein. Stellt die Regulierungsbehörde fest, dass ein wirksamer Speicherwettbewerb besteht, kann der Zugang künftig auf Verhandlungsbasis erfolgen. Dieses stufenweise Vorgehen könnte durch folgende Formulierung in § 26 sichergestellt werden:

„Der Zugang zu Speichereinrichtungen erfolgt abweichend von § 20 auf vertraglicher Grundlage nach Maßgabe von § 28, wenn die Regulierungsbehörde nach öffentlicher Anhörung feststellt, dass für das Angebot von Speicherkapazität und -dienstleistungen ein funktionsfähiger Markt entstanden ist, auf dem wirksamer Wettbewerb herrscht.“

Diese flexible Regelung würde den Interessen aller Marktbeteiligten Rechnung tragen und hätte erhebliche Vorteile gegenüber der starren Regelung eines regulierten Speicherzugangs im Gesetz. Zusätzlich sollte dann in § 24 eine Ergänzung der Verordnungsermächtigung zur Festlegung näherer technischer und wirtschaftlicher Bedingungen für den Zugang zu Speichereinrichtungen erfolgen.

III. Befugnisse der Regulierungsbehörde, Sanktionen (Abschnitt 4)

1. Verfahren zur Festlegung und Genehmigung (§ 29)

Der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme vom 24. September 2004 die Einführung einer umfassenden ex-ante-Genehmigung für die Netznutzungs- und Transportentgelte gefordert. Die Bundesregierung hat in ihrer Gegenäußerung darauf hingewiesen, dass sie dies angesichts

der großen Zahl von Netzbetreibern jedenfalls in der Startphase nicht für machbar hält. Stattdessen hat die Bundesregierung angekündigt, die Regulierungsbehörde unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes anzuweisen, Missbrauchsverfahren gegen alle diejenigen Netzbetreiber einzuleiten, welche seit dem 1. August 2004 ihre Netznutzungsentgelte erhöht haben. Zusätzlich werde die Bundesregierung einen Vorschlag unterbreiten, der bis zum Inkrafttreten einer Anreizregulierung für Erhöhungen der Netznutzungsentgelte ein Genehmigungsverfahren vorsehe. Mit der Einführung einer Anreizregulierung müsse dann vermutlich ohnehin auf ein ex-ante-Verfahren zurückgegriffen werden.

Dies scheint ein sinnvolles Verfahren und ein angemessener Kompromiss zu sein. Die Regulierungsbehörde wird tatsächlich überfordert sein, unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes sämtliche Entgelte der ca. 1.700 Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland genehmigen zu müssen. Ein abgestuftes Vorgehen bietet sich an. Es wird schon schwer genug sein, die ca. 300 Missbrauchsverfahren wegen der seit dem 1. August 2004 erhöhten Netznutzungsentgelte zu bewältigen. Vermutlich sind die bisher für die Aufsicht über den Strom- und Gasmarkt bewilligten ca. 60 Planstellen für die Regulierungsbehörde deutlich zu gering angesetzt. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, worauf die Bundesregierung zutreffend hingewiesen hat, dass aufgrund des europarechtlich in Art. 23 Strom-Richtlinie und Art. 25 Gas-Richtlinie vorgeschriebenen Beschwerdeverfahrens ohnehin jeder betroffene Netznutzer oder Kunde ein Missbrauchsverfahren gegen einen Netzbetreiber initiieren kann, über das die Regulierungsbehörde spätestens innerhalb von vier Monaten eine Entscheidung zu treffen hat. Es ist deshalb zu erwarten, dass neben den von der Bundesregierung angewiesenen Missbrauchsverfahren noch eine Reihe weiterer Missbrauchsverfahren bei der Regulierungsbehörde auch gegen solche Netzbetreiber durchgeführt werden müssen, welche ihre Netznutzungsentgelte nicht zum 1. August 2004 erhöht haben. Auch wegen dieser nicht genau abschätzbaren Verfahren ist es zweifelhaft, ob die bisher bewilligten 60 Planstellen ausreichen werden. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass mit der Durchführung einer Anreizregulierung eine ex-ante-Genehmigungspflicht der jeweiligen Preis- oder Erlösobergrenzen zwingend verbunden ist.

2. Missbräuchliches Verhalten eines Netzbetreibers (§ 30)

a) Preis-Kosten-Schere

In den Missbrauchstatbeständen des § 30 Abs. 1 EnWG-E fehlt eine Normierung der sog. Preis-Kosten-Schere. Wesentliches Wettbewerbshindernis für konkurrierende Anbieter insbesondere im Massengeschäft (HuK-Kunden) ist der geringe Abstand zwischen den Netznutzungsentgelten und des von dem mit dem Netzbetreiber verbundenen Vertrieb angebotenen Energieverkaufspreis. In zahlreichen Fällen ist die Marge so gering, dass sie nicht ausreicht, um die Kosten für Energiebeschaffung und Energievertrieb zu erwirtschaften. In diesen Fällen spricht eine starke Vermutung dafür, dass entweder der mit dem Netzbetreiber verbundene Vertrieb seinen Kunden Strom oder Gas unter Einstandspreisen anbietet oder der Vertrieb vom Netzbereich günstigere Netznutzungsbedingungen erhält, also im Ergebnis eine unzulässige Quersubventionierung stattfindet. Wegen des vergleichbaren Problems im Telekommunikationsmarkt hat der

Gesetzgeber in § 28 Abs. 2 Nr. 2 TKG diese Preis-Kosten-Schere geregelt und daraus einen Tatbestand für die Vermutung eines missbräuchlichen Verhaltens gemacht. Eine vergleichbare Regelung sollte in § 30 Abs. 1 eingefügt werden.

b) Gegenstand einer Zugangsanordnung

Der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme unter Ziffer 36 eine Ergänzung von § 30 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 eine Regelung gefordert, nach der Gegenstand einer Anordnung alle Bedingungen einer Netzanschluss- oder Netzvereinbarung sowie die Entgelte sein können. Die Bundesregierung hat in ihrer Gegenäußerung gemeint, dieser Vorschlag sei systemwidrig und überflüssig und zielt auf die bereits in § 29 geregelten Festlegungskompetenzen ab. Dieser Hinweis dürfte an der Sache vorbeigehen. Denn es geht bei der Forderung des Bundesrates nicht um die Festlegung allgemeiner Bedingungen im Rahmen des der Regulierungsbehörde nach § 29 verbleibenden geringen Spielraums. Es geht vielmehr darum, dass bei einer missbräuchlichen Verweigerung des Netzzugangs durch einen Netzbetreiber die Regulierungsbehörde in gleicher Weise wie in § 25 Abs. 5 TKG für den Telekommunikationsmarkt vorgesehen ist, nicht nur den Zugang als solchen, sondern auch die dafür geltenden Bedingungen und Entgelte zum Gegenstand ihrer konkreten und einzelfallbezogenen Anordnung machen kann. Aufgrund des in der Vergangenheit darüber im Telekommunikationsbereich auch gerichtlich geführten Streites hat der Gesetzgeber dies in § 25 Abs. 5 TKG ausdrücklich klargestellt. Die Klarstellung sollte dann auch in die parallele Vorschrift des § 30 Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EnWG-E aufgenommen werden.

c) Darlegungs- und Beweislast

Da nur die Netzbetreiber über die Grundlagen und Daten ihrer Entgeltkalkulation und Kapazitätsermittlung verfügen, muss ihnen die Darlegungs- und Beweislast für die richtige Kalkulation der Entgelte und die Ermittlung der Kapazität obliegen. Eine Berufung auf Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse ist ihnen als Betreiber eines natürlichen Netzmonopols verwehrt.¹¹¹ Deshalb ist zu empfehlen, in § 30 einen weiteren Absatz 3 anzufügen, der eine solche Regelung der Darlegungs- und Beweislast der Netzbetreiber vorsieht.

3. Besonderes Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörde (§ 31)

Der Gegenstand des besonderen Missbrauchsverfahrens aufgrund einer Beschwerde eines Betroffenen entspricht noch nicht den europarechtlichen Vorgaben. Nach Art. 23 Abs. 4 i.V.m. Abs. 1 lit. e) Strom-Richtlinie, Art. 25 Abs. 5 i.V.m. Abs. 1 lit. e) Gas-Richtlinie sind die Beschwerderechte auch auf die Entflechtungsregelungen des § 10 (Rechnungslegung und interne Betriebsführung) zu erstrecken.

4. Unterlassungsanspruch, Schadensersatzpflicht (§ 32)

In § 32 Abs. 2 Nr. 1 wird nur solchen rechtsfähigen Verbänden ein Unterlassungsanspruch eingeräumt, die auf denselben Märkten wie der Netzbetreiber tätig ist. Diese bloße Übernahme der Regelung aus § 13 Abs. 2 Nr. 2 UWG sollte erweitert werden, da es eine Reihe von

¹¹¹ BVerwG, ZNER 2004, 175 ff. vgl. auch BVerfG, ZNER 2004, 206 m. Anm. Becker.

Netznutzer- und Verbraucherverbänden gibt (z. B. VIK, BDI), deren Mitglieder sehr heterogen sind und nicht auf „demselben Markt“ tätig sind, aber dadurch eine Gemeinsamkeit haben, dass sie als Netznutzer oder Kunden (i.S.v. § 3 Nr. 24 und Nr. 28 EnWG-E) auf die Nutzung fremder Energieversorgungsnetze angewiesen sind. Netznutzer und Kunden sind nicht notwendig als Verbraucher i.S.v. § 4 des Unterlassungsklagegesetzes anzusehen und deshalb ihre Verbände nicht notwendig klageberechtigt nach § 32 Abs. 2 Nr. 2. Deshalb sollte in § 32 Abs. 2 Nr. 1 EnWG-E klargestellt werden, dass auch solche Verbände einen Unterlassungsanspruch besitzen, zu deren satzungsgemäßen Aufgaben die Verfolgung von Interessen ihrer Mitglieder als Netznutzer oder Kunden gehört.

Weiterhin sollte in § 32 Abs. 3 Satz 2 entsprechend der Parallelregelung in § 33 Abs. 3 Satz 2 GWB-E vorgesehen werden, dass bei der Entscheidung über den Umfang des Schadens nach § 287 ZPO insbesondere auch der anteilige Gewinn berücksichtigt werden kann, den das Unternehmen durch den Verstoß erlangt hat. Es ist nicht ersichtlich, wieso diese Regelung nicht in gleicher Weise wie im GWB auch im EnWG Anwendung finden soll.

IV. Energielieferung an Letztverbraucher (Teil 4)

Grund- und Ersatzversorgung

Der EnWG-E weist die Grundversorgungspflicht im Hinblick auf Haushaltskunden dem Energieversorgungsunternehmen zu, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert (§ 36 Abs. 2 EnWG-E). Gegenwärtig verfügt der örtliche Versorger im Haushaltskundenbereich in der Regel über einen Marktanteil von weit über 90 %. Auch für die Grundversorgung sollte jedoch Wettbewerb geschaffen werden. Dieser Bereich ist von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung, da je nach Versorgungsgebiet noch ca. 70 % der Haushaltskunden Strom zum allgemeinen Tarif beziehen. Die Bestimmungen zur Grundversorgung sollten so ausgestaltet sein, dass die Grundversorgung der Haushaltskunden dauerhaft und zu angemessenen, leicht und eindeutig vergleichbaren Preisen gesichert ist, sich mehrere Stromversorgungsunternehmen für bestimmte Gemeinden oder Netzgebiete als Grundversorger anmelden können und die Grundversorgung allenfalls für eine Übergangszeit an den Inhaber der Netzinfrastruktur bzw. an ein einziges Stromversorgungsunternehmen gebunden wird. Meldet sich kein Netzbetreiber für die Grundversorgung, ist dieser entweder von der zuständigen Landesbehörde oder der jeweiligen Gemeinde zu bestimmen unter entsprechender Anwendung der Vergabevorschriften des GWB. Entsprechendes sollte für die Bestimmung des Ersatzversorgers nach § 38 EnWG-E gelten. Hierfür hat das Bundeskartellamt in seiner Stellungnahme vom 28. Juni 2004 einen konkreten Formulierungsvorschlag unterbreitet.¹¹²

V. Verfahren (Teil 8)

Rechtsbeschwerde in Eilverfahren (Abschnitt 3, § 86)

Der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme vom 24. September 2004 die Einführung der Rechtsbeschwerde bei solchen Eilentscheidungen der Oberlandesgerichte, die verfahrensabschließende Verfügungen der Regulierungs-

behörde betreffen, gefordert. Die Bundesregierung hat dies in ihrer Gegenäußerung mit der Begründung abgelehnt, dies sei systemwidrig. Auch sonst sei die Rechtsbeschwerde in Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes im Bereich des zivil- und verwaltungsgerichtlichen Verfahrens ausgeschlossen. Die Überprüfung von Eilentscheidungen durch den Bundesgerichtshof würde dem grundsätzlichen Anliegen einer Beschleunigung und Konzentration der Verfahren widersprechen.

Diese Auffassung der Bundesregierung begegnet Bedenken. Es ist zwar richtig, dass in Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes nach der Zivilprozessordnung und der Verwaltungsgerichtsordnung keine Rechtsbeschwerde zugelassen ist. Es ist aber in gleicher Weise richtig, dass in diesen Verfahren nicht nur eine, sondern zwei Instanzen angerufen werden können. Sowohl in zivilgerichtlichen einstweiligen Rechtsschutzverfahren steht die Beschwerde bzw. Berufung zu den Oberlandesgerichten und zum Kammergericht offen, in verwaltungsgerichtlichen Verfahren kann jedenfalls ein Antrag auf Zulassung der Beschwerde gegen die erstinstanzliche Eilentscheidung des Verwaltungsgerichtes bei den Oberverwaltungsgerichten eingelegt werden.

Im übrigen ist es auch systemwidrig, dass der Rechtsschutz gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörde nicht zu den Verwaltungsgerichten führt. Die Entscheidungen der Regulierungsbehörde stellen klassische Verwaltungsentscheidungen dar, die nach dem bisherigen Rechtssystem den Verwaltungsgerichten zugewiesen sind. Es ist weiter systemwidrig, als Eingangsinstanz nicht das Landgericht, sondern das Oberlandesgericht zu bestimmen und dadurch den Betroffenen eine Instanz zu nehmen. Angesichts dieser Systembrüche spricht nichts dagegen, auch bei der Zulassung von Rechtsbeschwerden zum Bundesgerichtshof einen für die jeweiligen Materie angemessenen Weg zu gehen. In einstweiligen Rechtsschutzverfahren kommt es nicht selten zu Fallgestaltungen, in denen das Gericht Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung entscheidet. Häufig kommt es dann aber nicht oder zumindest für längere Zeit nicht zu einer rechtsbeschwerdefähigen Hauptsacheentscheidung. Es ist aber wünschenswert, wenn über solche Hauptsachefragen letztinstanzlich auch das Gericht entscheidet, das hierzu berufen ist, also der Bundesgerichtshof.

Dies führt im Ergebnis auch wieder zu einer Verfahrensvereinfachung und zu einer Reduzierung der Rechtsstreitigkeiten insgesamt. Denn wenn der Bundesgerichtshof einmal eine grundsätzliche Frage entschieden hat, ist damit die Rechtslage für die Beteiligten klargestellt und weitere Verfahren beim Oberlandesgericht werden entbehrlich. Entscheidet dagegen das Oberlandesgericht nur im einstweiligen Rechtsschutzverfahren letztinstanzlich über eine grundsätzliche Frage, schließt dies weitere einstweilige Rechtsschutzverfahren und auch Hauptsacheverfahren, die vergleichbare Fragen betreffen, solange nicht aus, wie der Bundesgerichtshof über diese Frage noch nicht entschieden hat. Deshalb ist das Argument nicht richtig, die Zulassung der Rechtsbeschwerde würde dem grundsätzlichen Anliegen einer Beschleunigung und Konzentration der Verfahren widersprechen. Im Gegenteil: Die Zulassung der Rechtsbeschwerde führt genau zu diesem Ziel. Auch hierfür hat das Bundeskartellamt einen

¹¹² BKartA, Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts vom 28. Juni 2004 (EnWG-RegE), 25.08.2004.

empfehlenswerten Vorschlag in seiner Stellungnahme vom 28. Juni 2004 unterbreitet.¹¹³

VI. Evaluierung, Schlussvorschriften (Teil 10)

Wirksamwerden der Entflechtungsbestimmungen (§ 114)

In § 114 Abs. 2 EnWG-E ist vorgesehen, dass die Verpflichtung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen zur Anwendung der Bestimmungen zur buchhalterischen Entflechtung erst mit Beginn des ersten vollständigen Geschäftsjahres nach Inkrafttreten des EnWG-E wirksam werden. Dieser Aufschub der Verpflichtung zur Vorlage „entflochtener“ Jahresabschlüsse, Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen verstößt gegen Art. 33 Abs. 1 Gas-Richtlinie und Art. 30 Abs. 1 Strom-Richtlinie. Die Rechnungsprüfungsvorschriften hätten bereits zum 1. Juni 2004 umgesetzt werden müssen. Gesetz den Fall, das Gesetz würde erst im Jahre 2005 in Kraft treten, würde die bisher vorgesehene Regelung dazu führen, dass erst im Jahre 2007 ein „entflochtener“ Jahresabschluss vorgelegt werden müsste. Da für die Erstellung dieses Abschlusses einige Zeit benötigt wird, würde dann voraussichtlich erst im Herbst 2007 eine Überprüfung der Rechnungslegung und damit der Netznutzungsentgelte durch die Regulierungsbehörde möglich sein. Dies ist im Interesse des Wettbewerbs nicht sachgerecht und würde dazu führen, dass die von der Bundesregierung angewiesenen Missbrauchsverfahren für die seit 1. August 2004 erhöhten Netznutzungsentgelte vor erheblichen praktischen Problemen stehen würden. Eine solche lange Übergangsfrist ist auch im Interesse der Unternehmen nicht erforderlich. Eine sofortige Geltung der Pflicht zur getrennten Kontenführung ist zumutbar. Schon bei Inkrafttreten des EnWG 1998 gab es keine Übergangsfrist für die getrennte Rechnungslegung in den Bereichen Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Die Systematik einer Segmentbuchführung ist im übrigen allen integrierten Energieversorgungsunternehmen, die über ein Strom- oder Gasversorgungsnetz verfügen, vertraut. Sie benutzen bereits jetzt zum Zwecke der Kalkulation der Netznutzungsentgelte nach den Verbändevereinbarungen Kostenstellen- und Kostenträgerrechnungen sowie den handelsrechtlichen Jahresabschluss. Etwaiger tatsächlich entstehender Zusatzaufwand kann entsprechend des Vorschlags des Bundeskartellamtes¹¹⁴ durch die Zulassung einer rückwirkenden Zuordnung im Jahre des Inkrafttretens des Gesetzes unproblematisch aufgefangen werden.

Berlin, den 24. November 2004

Christian von Hammerstein

Anhang 1

„§ 20a

Zugang zu Gasversorgungsnetzen

(1) Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen gewähren Netzzugang zu Bedingungen, die einen einheitlichen, bundesweiten und börsenfähigen Marktplatz für den Handel mit Gas und energiebezogenen Dienstleistungen sicherstellen. Die Bedingungen haben folgendes zu gewährleisten:

1. Zugang zu dem Marktplatz erfolgt durch den Erwerb von fester oder unterbrechbarer Kapazität für die Einspeisung beziehungsweise Ausspeisung von Gas in beziehungsweise aus einer Regelzone.

2. Die Einspeisekapazität kann unabhängig von der Ausspeisekapazität erworben und genutzt werden und umgekehrt.

3. Einspeise- und Ausspeisekapazität kann gebündelt und grundsätzlich zwischen Ein- und Ausspeisepunkten nach näherer Bestimmung gemäß § 24 verlagert werden,

4. Kapazitätsrechte können frei gehandelt werden.

(2) Die Bundesregulierungsbehörde legt nach § 29 fest, welche Gasversorgungsnetze jeweils gemeinsam eine Regelzone bilden. Sie berücksichtigt dabei, ob sich aus unterschiedlichen Gasqualitäten zwingende Beschränkungen ergeben. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, der Bundesregulierungsbehörde alle für die Festlegung der Regelzonen notwendigen Informationen zur Verfügung zu stellen und an der Erstellung eines netzübergreifenden Gasflussmodells zur Ermittlung der verfügbaren gesicherten und unterbrechbaren Leitungskapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten innerhalb der Regelzone mitzuwirken. Der Nachweis von Beschränkungen nach Satz 1 obliegt den Betreibern der Gasversorgungsnetze. Durch die Einrichtung von Regelzonen bleibt das Eigentum an den Gasversorgungsnetzen unberührt.

(3) Die Betreiber der Fernleitungsnetze sind verpflichtet, miteinander mit dem Ziel zu kooperieren, die Netzkapazitäten bestmöglich auszunutzen und den Bedarf an Ausgleichsleistungen bundesweit zu minimieren. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die in einer Regelzone zusammengefasst sind, nehmen gemeinsam die in § 20 Abs. 4 beschriebenen Aufgaben wahr. Sie schließen hierzu untereinander und mit den Betreibern der Netze benachbarter Regelzonen Netzkoppel- und Koordinationsverträge entsprechend den gemäß § 24 festgelegten Bedingungen ab.

(4) Die Netzbetreiber einer Regelzone benennen der Bundesregulierungsbehörde jeweils innerhalb von einem Monat nach Festlegung der Regelzonen gemäß Absatz 2 eine gemeinsame Koordinierungsstelle für ihre Regelzone. Die Koordinierungsstelle muss fachlich, personell und technisch in der Lage sein, die ihr obliegenden Aufgaben diskriminierungsfrei zu erledigen. Können sich die Betreiber der in einer Regelzone zusammengefassten Gasversorgungsnetze auf Aufforderung der Bundesregulierungsbehörde nicht auf eine Koordinierungsstelle einigen, wird diese durch die Bundesregulierungsbehörde bestimmt. Die Ferngasnetzbetreiber sind berechtigt, eine andere Koordinierungsstelle zu benennen, welche die Voraussetzungen des Satz 2 erfüllt.

(5) Die Koordinierungsstelle stimmt die zur Einrichtung und zur Bewirtschaftung der Regelzone erforderlichen Aufgaben zwischen den zur Regelzone gehörenden Betreibern von Gasversorgungsnetzen ab. Sie führt die erforderlichen Maßnahmen im Auftrag und für Rechnung der zur Regelzone gehörenden Betreiber von Gasversorgungsnetzen durch. Ihre Aufgaben sind nach

¹¹³ BKartA, Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts vom 28. Juni 2004 (EnWG-RegE), 25.08.2004.

¹¹⁴ BKartA, Stellungnahme zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts vom 28. Juni 2004 (EnWG-RegE), 25.08.2004, S.

Maßgabe näherer Festlegungen gemäß §§ 24 und 29 insbesondere folgende:

1. Erstellung eines netzübergreifenden Gasflussmodells zur Ermittlung der verfügbaren Leitungskapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten innerhalb der Regelzone,
2. Bearbeitung von Anträgen auf Netzzugang, Zuteilung von Kapazitäten Abschluss von Verträgen im Auftrag und im Namen des Netzbetreibers, in dessen Netz eingespeist oder aus dessen Netz ausgespeist werden soll,
3. Koordination der Transportleistungen der Netzbetreiber, des Mischens und des Tauschens von Gas zur Optimierung der Gasflussströme und der bestmöglichen Ausnutzung der Kapazitäten,
4. Sicherstellung des physikalischen Ausgleichs zwischen Einspeisung und Ausspeisung innerhalb der Regelzone im Zusammenwirken mit den Betreibern der Gasversorgungsnetze und der Speicheranlagen.

(6) Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, alle Informationen zu veröffentlichen, die für die Planung und Durchführung von Kapazitätsbuchungen und Handelsaktivitäten der Netzkunden und anderer Marktteilnehmer unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 erforderlich sind. Dazu gehören die folgenden:

1. Stationäres Zustandsmodell, aus dem die Kapazitätssituation des jeweiligen Netzes unter Benennung der freien und gebuchten Kapazität an allen Ein- und Ausspeisepunkten hervorgeht,
2. Darlegung historischer Lastflüsse an allen Ein- und Ausspeisepunkten,
3. Prognose der erwarteten Lastflüsse für alle Ein- und Ausspeisepunkte,
4. Bestehende Kapazitätsbuchungen während des Prognosezeitraums,
5. Gasflussrichtung an Koppelstellen zwischen Gasnetzen,
6. Bezeichnung aller Netzkoppelstellen mit vor- und nachgelagerten Netzen unter Angabe des Betreibers des vor- und nachgelagerten Netzes,
7. Angabe der Mindestflüsse an den Netzkoppelstellen.

Weitere Informationspflichten und Einzelheiten des Inhalts, Umfangs, Detaillierungsgrades und der Form der Veröffentlichung können nach § 24 Abs. 1 und § 29 durch die Bundesregulierungsbehörde festgelegt und gemäß § 24 Abs. 2 durch Rechtsverordnung vorgegeben werden, wenn dies zur Gewährleistung von Markttransparenz und Nichtdiskriminierung und zur Erreichung der Ziele des § 1 geeignet ist.

(7) Ein Kapazitätsengpass ist gegeben, wenn nicht genügend Kapazität an den Ein- oder Ausspeisepunkten oder im Netz zur Verfügung steht, um die zu einem bestimmten Stichdatum vorliegenden Netzzugangsanfragen zu erfüllen. Im Falle von Kapazitätsengpässen sind die begrenzten Kapazitäten nach transparenten, nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien, marktorientierten Verfahren zu vergeben. Die Verfahren müssen geeignet sein, Engpässe auf wirtschaftlich effiziente Weise zu bewältigen und Signale oder Anreize für Investi-

tionen zur Beseitigung von Engpässen zu setzen. Die aus einem Vergabeverfahren nach Satz 2 erzielten Erlöse sind zur Beseitigung der Engpässe und im übrigen zur Minderung der Kosten des Netzbetriebes zu verwenden. Die Verwendung der Erlöse ist der Regulierungsbehörde nachzuweisen und zu veröffentlichen. Nutzt ein Netznutzer gebuchte Kapazität nicht, ist sie anderen Netznutzern zur Verfügung zu stellen; die Regelungen der Sätze 1 bis 5 gelten in diesem Fall entsprechend.

(8) Führt nach der Buchung von Kapazität die Gesamtheit der Nominierungen an allen Ein- und Ausspeisepunkten in einer Regelzone zu einem Lastfluss innerhalb der Regelzone, der die technisch vorhandenen Kapazitäten übersteigen würde, hat die Koordinierungsstelle nach transparenten, diskriminierungsfreien, nachvollziehbaren und marktorientierten Verfahren Maßnahmen zur Abwendung des drohenden Engpass zu ergreifen. Solche Maßnahmen können insbesondere sein

1. die Veränderung der Systemfahrweise,
2. der Rückkauf von Kapazitäten,
3. der Ausübung von mit Netzkunden vereinbarten Optionen über die Veränderung von geplanten Ein- oder Ausspeisungen,
4. die Reduzierung der gebuchten Kapazitäten anteilig im Verhältnis der Nominierungen.

Die Koordinierungsstelle ist verpflichtet, drohende oder vorhandene Engpässe unverzüglich der Bundesregulierungsbehörde anzuzeigen und nachzuweisen. Die Kapazitätsengpässe sind in einer elektronischen Form zu veröffentlichen.

(9) Wechselt ein Kunde zu einem neuen Lieferanten, stellt der Betreiber des Gasversorgungsnetzes, an das der Kunde angeschlossen ist, eine aufgrund des Lieferantenwechsels nicht mehr benötigte Kapazitätsbuchung zur Deckung des durch den Lieferantenwechsel entstehenden Kapazitätsbedarfs dieses Kunden zur Verfügung.

(10) Buht ein Netznutzer Einspeisekapazität hat der Netznutzer damit das gesetzliche Recht erworben, die Gesamtheit der in der Regelzone liegenden Fernleitungsnetze zu nutzen. Die Rechte und Pflichten der in Anspruch genommenen Netzbetreiber und des Netzkunden ergeben sich aus den von den Netzbetreibern gemäß § 20 Abs. 1 veröffentlichten oder von der Regulierungsbehörde nach § 30 Abs. 2 Nr. 2 angeordneten Bedingungen und Entgelten. Die Koordinierungsstelle zieht die Einspeiseentgelte ein. Die Netzbetreiber vereinbaren untereinander Regeln für den Ausgleich und die Verrechnung der vereinnahmten Entgelte. Die Regulierungsbehörde hat solche Regeln anzuordnen, wenn eine Einigung zwischen den Netzbetreibern trotz ernsthafter Bemühungen nicht erfolgt und dies von einem der Netzbetreiber beantragt wird. Die Netznutzungsentgelte sind gegenüber den Netznutzern transparent nach den Betreibern der jeweiligen Gasversorgungsnetze von dem die Rechnung ausstellenden Netzbetreiber aufzuschlüsseln.

(11) Buht ein Netzkunde Ausspeisekapazität hat der Netznutzer damit das gesetzliche Recht erworben, die Gesamtheit der innerhalb der Regelzone vorgelagerten

Gasversorgungsnetze zu nutzen. Die Rechte und Pflichten der in Anspruch genommenen Netzbetreiber und des Netznutzers ergeben sich aus den von den Netzbetreibern gemäß § 20 Abs. 1 veröffentlichten oder von der Regulierungsbehörde nach § 30 Abs. 2 Nr. 2 angeordneten Bedingungen und Entgelten. Der die Ausspeisekapazität gewährende Netzbetreiber zieht die Entgelte für die Netznutzung auch im Namen der vorgelagerten Netzbetreiber, deren Netze durch die Netznutzung in Anspruch genommen wurden, ein. Die Netzbetreiber vereinbaren untereinander Regeln für den Ausgleich und die Verrechnung der vereinnahmten Entgelte. Die Regulierungsbehörde hat solche Regeln anzuordnen, wenn eine Einigung zwischen den Netzbetreibern trotz ernsthafter Bemühungen nicht erfolgt und dies von einem der Netzbetreiber beantragt wird. Die Netznutzungsentgelte sind gegenüber den Netznutzern transparent nach den Betreibern der jeweiligen Gasversorgungsnetze von dem die Rechnung ausstellenden Netzbetreiber aufzuschlüsseln.“

Anhang 2

„§ 20b

Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen

(1) Die Übertragungsnetze und die nachgelagerten Elektrizitätsverteilnetze bilden jeweils eine Regelzone. Die Bundesregulierungsbehörde fasst durch Festlegung nach § 29 mehrere Regelzonen nach Satz 1 zu einer Regelzone zusammen, wenn dem unter Berücksichtigung der zwischen den Netzen bestehenden Transitzkapazitäten keine zwingenden Gründe entgegenstehen. Der Nachweis der Unvereinbarkeit obliegt den Betreibern der Übertragungsnetze. Die Betreiber der Übertragungsnetze sind verpflichtet, miteinander mit dem Ziel zu kooperieren, den Bedarf an Ausgleichsleistungen zu minimieren. Sie schließen hierzu untereinander und mit den Betreibern der Netze benachbarter Regelzonen Netzkoppel- und Koordinationsverträge entsprechend den von der Regulierungsbehörde festgelegten Bedingungen ab.

(2) Die Betreiber der Übertragungsnetze benennen eine gemeinsame Koordinierungsstelle. Die Koordinierungsstelle muss fachlich, personell und technisch in der Lage sein, die ihr obliegenden Aufgaben diskriminierungsfrei zu erledigen. Können sich die Betreiber der in einer Regelzone zusammengefassten Übertragungsnetze auf Aufforderung der Regulierungsbehörde nicht auf eine Koordinierungsstelle einigen, wird diese durch die Regulierungsbehörde bestimmt. Die Übertragungsnetzbetreiber sind berechtigt, eine andere Koordinierungsstelle zu benennen, welche die Voraussetzungen nach Satz 2 erfüllt.

(3) Die Koordinierungsstelle stimmt die zur Einrichtung und zur Bewirtschaftung der Regelzone erforderlichen Aufgaben zwischen den zur Regelzone gehörenden Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen ab. Sie führt die erforderlichen Maßnahmen im Auftrag und für Rechnung der zur Regelzone gehörenden Betreiber von Übertragungsnetzen durch.

(4) Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, alle Informationen zu veröffentlichen, die für die Planung und Durchführung von Kapazitätsbuchungen und Handelsaktivitäten von Kunden und Netznutzern

erforderlich sind. Hierzu gehören insbesondere in stündlicher Auflösung,

- Netzlast und Einspeisungen (nuklear, thermisch und regenerativ)
- grenzüberschreitende Leistungsflüsse
- zur Verfügung stehende und genutzte Ausgleichsleistung
- aggregierte Lastprognosen für die jeweilige Regelzone
- aggregierte Prognosen zur erwartenden Einspeisung aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Windkraft

Die Informationen sind in einer allgemein zugänglichen elektronischen Form zu veröffentlichen. Die Angaben sind von den Betreibern der Übertragungsnetze jeweils für mindestens drei Jahre abrufbereit vorzuhalten. Weitere Informationspflichten und Einzelheiten des Inhalts, Umfangs, Detaillierungsgrades und der Form der Veröffentlichung können zur Gewährleistung von Markttransparenz und zur Nichtdiskriminierung unter Beachtung der Ziele des § 1 gemäß § 24 festgelegt werden.

(5) Bei Vorliegen von Engpässen erfolgt die Vergabe von verfügbaren Kapazitäten im Rahmen von transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Auktionsverfahren. Dabei sind die im Anhang der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (ABl. EG Nr. L 176/1) geregelten Verfahrensgrundsätze bei Engpässen an Kuppelstellen zu ausländischen und inländischen Netzen entsprechend anzuwenden. Die Erlöse aus Auktionen nach Satz 1 sind für einen oder mehrere der folgenden Zwecke zu verwenden:

1. die Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität
2. Netzinvestitionen für den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten,
3. Einkünfte, die bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte kostenmindernd zu berücksichtigen sind.

(6) Gewährt ein Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber Zugang nach § 20 oder ordnet die Regulierungsbehörde den Netzzugang gemäß § 30 Abs. 2 Nr. 2 an, hat der Netznutzer damit das gesetzliche Recht erworben, die Gesamtheit der vorgelagerten inländischen Elektrizitätsversorgungsnetze zu nutzen. Die Rechte und Pflichten der in Anspruch genommenen Netzbetreiber und des Netznutzers ergeben sich aus den von den Netzbetreibern gemäß § 20 Abs. 1 veröffentlichten oder von der Regulierungsbehörde nach § 30 Abs. 2 Nr. 2 angeordneten Bedingungen und Entgelten. Der den Zugang gewährende Netzbetreiber ist zur Abwicklung des Netzzugangs in den vorgelagerten Netzen verpflichtet.

(7) Der den Zugang gewährende Netzbetreiber zieht die Entgelte für die Netznutzung im Namen der Betreiber vorgelagerter Netze ein. Die Netzbetreiber vereinbaren untereinander Regeln für den Ausgleich und die Verrechnung der vereinnahmten Entgelte. Die Regulierungsbehörde ordnet die Regeln nach Satz 2 an, wenn

und soweit eine Einigung zwischen den Netzbetreibern trotz ernsthafter Bemühungen nicht erfolgt und dies von einem der Netzbetreiber beantragt wird. Die Nutzungsentgelte sind gegenüber den Netznutzern

transparent nach den Betreibern der jeweiligen Elektrizitätsversorgungsnetze von dem die Rechnung ausstellenden Netzbetreiber aufzuschlüsseln.“

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1528

26. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Prof. Dr. Ulrich Ehricke, Universität zu Köln

I. Maßstab der Diskussion der einzelnen Regelungen – die EG-rechtlichen Vorgaben

Das EG-Recht verlangt gem. Art. 249 Abs. 3 EG-Vertrag in Verbindung mit Art. 10 EG-Vertrag, dass die Umsetzung von Richtlinien nicht nur dem Wortlaut, sondern auch den mit der Richtlinie verfolgten Zielvorgaben entsprechend vorgenommen werden muss. Daraus ergibt sich für die nationalen Gesetzgeber die Aufgabe, die Richtlinien nicht nur nach ihrem Wortlaut, unter Berücksichtigung der dort dem jeweiligen mitgliedstaatlichen Gesetzgeber belassenen Spielräumen, umzusetzen, sondern er ist gehalten, die nationalen Regelungen so zu gestalten, dass die „praktische Wirksamkeit der Richtlinien“ (effet utile) gewahrt bleibt. Das bedeutet, dass jede Regelung im Zusammenhang mit der Umsetzung der Richtlinien am Maßstab des mit den Richtlinien verfolgten Ziele gemessen werden muss. Die EG-Kommission hat insoweit des öfteren betont, dass sie den Umsetzungsprozess hinsichtlich der Beschleunigungsrichtlinien genau beobachten wird. Es ist daher sehr wahrscheinlich, dass die EG-Kommission schnell bereit sein wird, ein Vertragsverletzungsverfahren wegen unzureichender oder richtlinienwidriger Umsetzung anzustrengen.

Ferner muss alles Recht, dass kein spezielles „Umsetzungsrecht“ darstellt, ebenfalls so gestaltet oder ggf. so ausgelegt werden, dass es richtlinienkonform ist. Es ist daher in Erinnerung zu rufen, dass der Gesetzgeber keineswegs in allem frei ist, die von ihm favorisierten Lö-

sungen in Regelungsform zu gießen. Dies ist ihm nur in den von der Richtlinie gewährten Spielräumen möglich; auch insoweit darf von mehreren Regelungsoptionen zur Ausgestaltung des Spielraums nicht diejenige gewählt werden, die das Ziel der Richtlinie bzw. den Sinn und Zweck einzelner Richtlinienbestimmungen leer laufen lassen könnte.

Ebenso darf bei einer richtlinienüberschießenden Umsetzung kein Recht geschaffen werden, dass dem Sinn und Zweck der Richtlinien zuwiderlaufen könnte.

Keine Bindungswirkung entfalten hingegen die Äußerungen der Generaldirektion Energie zur Umsetzung der Richtlinien. Es handelt sich nur um unverbindliche Äußerungen einer Generaldirektion, deren Befolgung lediglich den rechtlichen Effekt hat, dass die EG-Kommission dann kein Vertragsverletzungsverfahren einleiten wird. Andersherum hat ein Abweichen von den Äußerungen der Generaldirektion keineswegs zur Folge, dass eine richtlinienwidrige Umsetzung vorliegt. Dies hat nur der EuGH zu entscheiden, der durch derartige Leitlinien oder Interpretationshinweise nicht betroffen ist.

II. Regulierungsbehörde – Länderregulierungsbehörden (zu Block1/3)

Im Rahmen der Novellierung des EnWG wird diskutiert, dass die Bundesländer neben der Bundes-RegTP auch Länderregulierungsbehörden einrichten können. Hinter-

grund dieser Kompetenzordnung ist das offensichtliche Interesse der Bundesländer, in Zukunft - neben den Kompetenzen bei der Tariffestsetzung - Kompetenzen bei Fragen der Kontrolle der Netzzugangsentgelte zu haben. Zudem wird zum Teil davon ausgegangen, dass kleinere Unternehmen Berührungängste mit der RegTP haben und daher ein größeres Vertrauen zu den ihnen bekannten Länderbehörden aufbauen werden.

Die Beschleunigungsrichtlinien lassen es zu, dass in einem Mitgliedstaat mehrere Regulierungsbehörden eingerichtet werden. Die Einrichtung mehrerer Behörden steht allerdings unter dem Vorbehalt, dass die Effizienz der Kontrolle und der Aufgabenverwirklichung durch die Regulierungsbehörden darunter nicht leide. Dies könnte im Hinblick auf die Etablierung einer Bundesregulierungsbehörde und bis zu 16 Länderregulierungsbehörden indes fraglich sein, weil davon auszugehen ist, dass die Länder die ihnen eingeräumten Spielräume zur Ausgestaltung der Kontrollbefugnisse voll ausschöpfen werden und dadurch die Gefahr besteht, dass eine möglicherweise stark divergierende Praxis entsteht, die dem Effektivitätsanfordernis der Richtlinie zuwiderläuft. Dieser Möglichkeit muss durch die Neufassung des EnWG vorgebeugt werden, in dem die Kompetenzen und die Maßnahmen der Länderbehörden so genau wie möglich vorgegeben werden. Zum einen muss dabei verhindert werden, dass signifikante länderbezogene Unterschiede entstehen können und zum anderen muss durch den Bundesgesetzgeber Vorsorge getroffen werden, dass keinerlei Kompetenzkonflikte in horizontaler oder vertikaler Ebene entstehen können. Dies gilt auch im Hinblick auf das Verhältnis zu den Bundes- und Landeskartellbehörden. Eine „Verknäuelung“ von Zuständigkeiten und die daraus entstehenden Rechtsunsicherheiten dürften der geforderten Effektivität der Regulierung durch eine oder mehrere Behörden entgegenstehen.

Vor dem Hintergrund des Erfordernisses der Richtlinien an eine Ausstattung der Regulierungsbehörden mit hinreichenden Ressourcen zur effektiven Gewährleistung der erforderlichen Aufgaben und unter Berücksichtigung der soeben angedeuteten Schwierigkeiten, muss geklärt sein, ob der erwartete Nutzen einer dezentralen Einrichtung von Regulierungsbehörden neben einer zentralen BundesRegTP tatsächlich einen signifikanten Vorteil gegenüber dem System der Einrichtung einer einzigen (Bundes-)Regulierungsbehörde hat. Im Hinblick auf die Kosten und die Gefahr der Ineffizienz, die in einem mehrgliedrigen System besteht, könnte erwogen werden, ob die Interessen der Bundesländer nicht doch in einer anderen Art und Weise - und dann vor allem kostengünstiger - gewahrt werden können.

Fazit: Die Einrichtung von Landesregulierungsbehörden neben der Bundesregulierungsbehörde sollte noch einmal überdacht werden. Berechtigte Länderinteressen könnten ggf. auch in anderer Form als durch eine Landesregulierungsbehörde gewahrt werden. Jedenfalls sind die Vorgaben der Richtlinie zu berücksichtigen, so dass normativ ein genauer Handlungsmaßstab und eine Kompetenzabgrenzung für die einzelnen Behörden vorgegeben werden muss, um eine effiziente Umsetzung der durch die Richtlinien geforderten Regulierungsaufgaben gewährleisten zu können.

III. Ex-ante/ex-post-Aufsicht (zu Block1/4)

Für die Festsetzung von Netznutzungsentgelten sind als Modelle grundsätzlich eine ex ante- oder eine ex post-

Kontrolle oder eine Kombination von beidem denkbar.

Das wesentliche Problem der ex ante-Genehmigung ist ein Kapazitätsproblem. Die RegTP muss innerhalb eines sehr kurzen Zeitraumes eine Vielzahl von Genehmigungen aussprechen, nachdem zuvor die jeweiligen Angaben der Netzbetreiber geprüft werden müssen. Im Gegenzug hat eine ex ante-Genehmigung den Vorteil, dass die Betroffenen ein hohes Maß an Rechtssicherheit haben und mit den vorab genehmigten Tarifen kalkulieren und arbeiten können.

Eine ex post-Kontrolle hat zwar auf den ersten Blick dieses Kapazitätsproblem nicht, doch darf nicht übersehen werden, dass der Prüfungs- und Arbeitsaufwand insgesamt gesehen kaum geringer sein wird. Erhebliche Probleme der ex post-Kontrolle sind zum einen die Rückstellungen, die wegen des Vorsichtsprinzips von den Unternehmen gebildet werden müssen. Solange nämlich ein Netzbetreiber keine Sicherheit über die Tarife hat, wird er derartige Rückstellungen bilden müssen, die wiederum Kapital im Unternehmen binden und für andere betriebswirtschaftliche Ausgaben nicht zur Verfügung stehen. Verbunden mit möglicherweise nicht unerheblichen Laufzeiten, die bis zu einer etwaigen ex post-Kontrolle einzurechnen sind, kann es zu einer langen Phase der Unsicherheit kommen, die für ein Unternehmen betriebswirtschaftlich schwer zu tragen ist und sich auf die Preise auswirken wird, da die Netzbetreiber die Rückstellungen als Kosten für die Unsicherheit auf den Preis aufschlagen werden. Zum anderen bestehen Schwierigkeiten in der rechtlichen Behandlung der Fälle, in denen die Behörde ex post feststellt, dass die verlangten Tarife überhöht waren (Rückabwicklungsproblematik; Gewinnabschöpfungsproblematik).

Wenn man ein System der ex ante-Kontrolle einführt, müssen Regelungen über einen etwaigen Rechtsschutz Dritter (Stichwort: Konkurrentenklagen) vorgesehen werden. Es muss vermieden werden, dass bei einer ex ante-Genehmigung die Dauer bis zur endgültigen Genehmigung über Gebühren durch die Intervention Dritter beeinträchtigt werden kann. Hier sind Maßnahmen zu ergreifen, die dazu führen, dass nur Dritte mit einem wesentlichen Interesse die Möglichkeit haben, gegen die Festsetzung durch die RegTP anzugehen. Ein etwas schwieriger zu erreichender Rechtsschutz ist dadurch gerechtfertigt, dass die RegTP in ihren Entscheidungen im Interesse der Allgemeinheit, also auch im Interesse der Dritten (Konkurrenten) tätig wird und diese daher schon im Bescheidungsverfahren berücksichtigt sein müssen. Denkbar wäre daher z.B., dass dem Dritten nur dann die Möglichkeit eines Rechtsschutzes eingeräumt wird, wenn er behaupten kann, die RegTP habe bei Ihrer Entscheidung die Interessen Dritter und insbesondere die berechtigten Interessen des Beschwerdeführers nicht in hinreichender Weise berücksichtigt. Zur Gewährleistung von Rechtssicherheit für den Netzbetreiber sollte der von der Regulierungsbehörde genehmigte Tarif trotz des Vorgehens Dritter bereits gelten (keine aufschiebende Wirkung). Für den Fall, dass der Dritte mit seinem Widerspruch nicht durchdringt, sind diesem ggf. Schadenersatzansprüche des Netzbetreibers aufzuerlegen. Besondere Rechtsschutzregeln für Dritte bei ex-post-Entscheidungen sind nicht erforderlich, weil in dieser Situation keine relevanten Abweichungen zu den allgemeinen Szenarien bestehen, in der ein Dritter sich gegen einen (begünstigenden) Bescheid eines anderen wendet.

Problematisch ist die Frage, ob und wenn ja mit welchen Instrumenten die Netznutzungsentgelte für die Vergangenheit flächendeckend verringert werden können. Unabhängig von etwaigen verfassungsrechtlichen Problemen ist die flächendeckende Korrektur von Preisen für die Vergangenheit in einem Wirtschaftsbereich, der durch Regulierung liberalisiert werden soll, theoretisch nicht zu legitimieren und normativ nicht möglich. Vielmehr muss von einem Status quo zu einem bestimmten Stichtag ausgegangen werden, ab dem die Kontrolle einsetzt. Das schließt aber nicht aus, dass sehr wohl in Einzelfällen mit Hilfe der Missbrauchskontrolle bestimmte Verhaltensweisen, die zu einem besonders hohen Netznutzungsentgelt geführt haben, erfasst werden können.

Die Missbrauchskontrolle erstreckt sich auf einen Vergleich der Netznutzungsentgelte, verbunden mit der Rechtfertigungsmöglichkeit des Netzbetreibers für die über dem Durchschnitt liegenden Preise. Als Festlegung des Maßstabs ließe sich entweder ein einfacher Durchschnitt aller Netznutzungsentgelte bilden, der freilich ein grober Maßstab wäre. Dieser grobe Maßstab hat allerdings den Vorteil der Einfachheit und der Praktikabilität. Denkbar ist aber ebenso die Schaffung eines Vergleichsmaßstabes nach Strukturklassen, in die sich der jeweilige Netzbetreiber einordnen lassen muss. Hier bestehen indes erhebliche Schwierigkeiten darin, zunächst die Strukturklassen zu bestimmen und sodann die Einordnung des betreffenden Netzbetreibers vorzunehmen. Ob tatsächlich der Vergleich der Netznutzungsentgelte mit dem Durchschnitt innerhalb einer Strukturklasse vorteilhafter ist als der Vergleich anhand eines allgemeinen Durchschnitts ist diskutabel, denn mit dem allgemeinen Vergleich anhand eines Durchschnitts geht eine größere Bandbreite an Rechtfertigungsmöglichkeiten des Netzbetreibers einher, der freilich für die von ihm dargelegten Abweichungen und Rechtfertigungen die Darlegungs- und Beweislast trägt. Bei einem genaueren Vergleichsmaßstab innerhalb von Strukturklassen können auf der Rechtfertigungsebene schärfere Grenzen gezogen werden. Im Hinblick auf die Beurteilungsgenauigkeit und die Praktikabilität ist ein Modell vorzuziehen, das einen einfachen Vergleichsmaßstab heranzieht und dafür im Gegenzug eine größere Bandbreite an Rechtfertigungsgründen erlaubt. Die Entscheidung über die Angemessenheit der Netznutzungsentgelte erfolgt dann über die Rechtfertigungsebene und ist begrenzt durch die Darlegungs- und Beweislast des Netzbetreibers. Das hat zum Vorteil, dass die Einzelfälle genauer differenziert und betrachtet werden können. Hinsichtlich des Beschwerdeverfahrens für Dritte ex post sieht die Richtlinie vor, dass dieses nicht abzuschneiden ist. Dadurch wird eine besondere Kontrolle von missbräuchlichem Verhalten gewährleistet. Allerdings sieht die Richtlinie nur grobe Maßstäbe vor, so dass im Einzelnen zu prüfen ist, dass das Beschwerdeverfahren für Dritte so ausgestaltet wird, dass das gesamte Genehmigungsverfahren nicht über Gebühr behindert wird.

Für den Status quo greift eine Missbrauchskontrolle ein, die sich praktisch wie eine ex post-Kontrolle auswirkt, wobei den Betroffenen - je nach Wahl des Vergleichsmaßstabs - ein weiterer oder ein engerer Rechtfertigungskorridor verbleibt. Für jede Preiserhöhung ab einem Stichtag (z.B. Inkrafttreten des Gesetzes) gibt es eine ex ante-Kontrolle. Denkbar und sinnvoll kann die

Verbindung der ex ante-Genehmigung mit Auflagen und Bedingungen sein.

Die Kriterien bzw. Methoden der Berechnung und Kontrolle der Netznutzungsentgelte müssen durch den Gesetz- und/oder Verordnungsgeber im Wesentlichen vorgegeben werden. Zwar ist die RegTP -insbesondere mit den Erfahrungen aus dem Telekommunikationsbereich - „näher dran“ und könnte daher mit einem großen Wissen die Methodik der Berechnung und die Berechnung im Einzelfall oder nach Gruppen vornehmen, doch besteht die erhebliche Gefahr, dass derartige Entscheidungen von der RegTP von den Betroffenen und/oder Dritten nicht anerkannt werden und dann im Ergebnis die Gerichte die betreffenden Maßstäbe klären müssen. Das wäre vom Resultat her eine Verlagerung der Regelung vom Gesetzgeber auf die Gerichte. Dies ist jedenfalls ein suboptimales Ergebnis.

Fazit: Die Vorgaben für die Kontrolle der Netznutzungsentgelte sollten vom Gesetz- oder Verordnungsgeber möglichst genau vorgegeben werden. Sinnvoll ist eine ex post-Missbrauchskontrolle des Status quo der Entgelte; in Einzelfällen kann über die Missbrauchsaufsicht auch eine Kontrolle der Entgelte in der Vergangenheit angezeigt sein. Eine ex ante-Kontrolle bezieht sich dann auf die Erhöhung der Entgelte für die Zukunft.

IV. Anreizregulierung (zu Block 1/6)

Eine Anreizregulierung ist marktordnungsrechtlich außerordentlich problematisch. Sie soll in monopolistisch strukturierten Märkten ohne Konkurrenz dafür sorgen, dass Innovations- und Einsparungspotenziale in den Unternehmen genutzt werden, ohne dass dies der Marktdruck erfordert. Dafür soll innerhalb eines bestimmten Zeitrahmens eine ex ante festgesetzte Minderungsquote umgesetzt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass der Monopolist beim Status quo verbleibt, Gewinnmitnahmen in hohem Maße realisiert und keine weiteren Investitionen tätigt. Die Idee der Anreizregulierung besteht offensichtlich darin, dass beeinflussbare Kosten durch gesetzliche Vorgaben reduziert werden. Zu diesen gehören u. a. Sachausgaben, Personalausgaben und die Kopffzahlen. Bei alledem besteht das sog. early action-Problem, wonach die Gefahr der Benachteiligung für solche Unternehmen besteht, die bereits vor Eintreten der Anreizregulierung Kosten erheblich gesenkt haben und rational arbeiten, und nunmehr Probleme haben, die weiteren Vorgaben der Anreizregulierung betriebswirtschaftlich sinnvoll umzusetzen.

Verbunden mit der Festsetzung eines bloßen Preispfades im Rahmen der Anreizregulierung muss die Festsetzung eines Qualitätsstandards sein. Andernfalls bestünde die Gefahr, dass lediglich die Preise gesenkt werden und dies auf Kosten notwendiger Investitionen geht.

Die Ziele der Anreizregulierung sollten grundsätzlich langfristig ansetzen. Dabei sind vier Schritte denkbar. Im ersten Schritt müssen Klassen gebildet werden, die jeweils gemeinsam bestimmten Vorgaben unterliegen. Im zweiten Schritt muss ein Mittelwert gebildet werden, von dem aus die Anreizregulierung startet. Sodann bedarf es der Formulierung von Qualitätszielen. Hinsichtlich der vorgegebenen Preis- und Qualitätsziele ist zu gewährleisten, dass Qualität durch Versorgungssicherheit erbracht wird.

Es muss beachtet werden, dass das wesentliche strukturelle Problem bei jeder Anreizregulierung die Informationsasymmetrie ist. Setzt sich der Staat (in Form der Regulierungsbehörde oder des Gesetz- oder Verordnungsgebers) an Stelle des Marktes, so treten vom Grundsatz her dieselben Phänomene ein wie bei einem planwirtschaftlichen Verfahren. Der Markt als Entdeckungsverfahren hat die Möglichkeit durch eine schnelle Informationsvermittlung auf Defizite oder Besonderheiten in dem System zu reagieren. Die exakte Festlegung von bestimmten Zielen durch den Staat führt dagegen zu erheblichen Ineffizienzen, wenn kein Mechanismus eingebaut ist, um Fehlfestsetzungen hinsichtlich der Ziele schnell zu korrigieren. Dazu ein Beispiel: Setzt die Regulierungsbehörde eine bestimmte Prozentzahl an Minderung der Kosten in dem Unternehmen bei einem definierten Qualitätsstandard fest und stellt sich heraus, dass die gesamtwirtschaftliche Lage es den Netzbetreibern unter keinen Umständen ermöglicht, diese Kennzahl zu erreichen, so bedarf es eines Korrekturmaßstabes, der nicht erst nach Ende der Periode einsetzt, sondern es ermöglicht, dass die Unternehmen sofort auf die schwierigeren Marktumfeldbedingungen reagieren können. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass die Netzbetreiber in eine wirtschaftlich schwierige Situation getrieben werden; denkbar (und rechtlich sehr schwer zu beurteilen) ist sogar eine durch die Anreizvorgaben bedingte Insolvenz des betreffenden Unternehmens. Erforderlich ist daher in jedem Fall eine sog. „escape-Klausel“. Es muss also gewährleistet werden, dass auf besondere allgemeine Umstände oder auf die Umstände des Einzelfalles reagiert wird.

Eine Anreizregulierung funktioniert daher nur, wenn die Periodenziele mit einer Partizipationsmöglichkeit der betroffenen Marktteilnehmer verbunden sind. Diese Partizipationsmöglichkeit besteht in zweierlei Hinsicht. Zum einen benötigt der Staat bei der Festlegung der Periodenziele Informationen des Marktes bei der Zielfestlegung. Zudem bedarf es eines genauen Kommunikationssystems auf Grund dessen der Staat feststellen kann, dass die Ziele die betreffenden Unternehmen allgemein in eine Situation bringen, die volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Zudem muss ein System eingeführt werden, dass es erlaubt, darauf zu reagieren, dass die Qualitätsstandards, die für eine Periode gefordert sind im Hinblick auf die übrigen Periodenziele nicht erbracht werden können.

Um einen Missbrauch der Netzbetreiber zu verhindern, die möglicherweise im Rahmen der Partizipationsmöglichkeit stets auf ihre besondere eigene Situation hinweisen, ist die Einzelfallbetrachtung hinsichtlich des Abweichens der Periodenziele ebenfalls an eine Darlegungs- und Beweislast geknüpft, die verbunden werden muss mit einer erhöhten Rechtfertigungsschwelle.

Fazit: In Monopol- oder Transformationssituationen ist zu beobachten, dass die Kosten nicht gesenkt werden, wenn dazu keine Anreize bestehen. Die Anreizregulierung gibt diese Anreize hoheitlich vor, so dass ein Druck entsteht, der dem Marktdruck entsprechen soll. Wesentlich ist allerdings der Grundsatz, dass eine Behörde, die die Anreizregulierung vornimmt keine Eingriffe in unternehmerische Entscheidungen vornehmen darf. Es ist ein allgemeiner Grundsatz des Wirtschafts- und Wettbewerbsrecht, dass der Staat zwar Ziele vorgeben kann, wie Ergebnisse im Unternehmen auszusehen haben, dass es aber der unternehmerischen Freiheit eines jeden Netz-

betreibers obliegt, den Weg zur Erreichung dieser Ziele selbst zu wählen. Anreizregulierung ist zukunftsgerichtet und enthält daher eine Prognoseunsicherheit. Es findet eine Wissensanmaßung pro Periode statt, die eines Korrektivs bedarf. Eines solchen Korrektivs bedarf es insbesondere deshalb, weil bei unzutreffenden und unrealistischen Periodenzielen die Folgen des unternehmerischen Handelns möglicherweise zu irreversiblen Zuständen führen (insbesondere Insolvenz).

V. Die Methode zur Kalkulation der Netznutzungsentgelte (zu Block 2/1)

Grundsätzlich stehen sich die Nettosubstanzerhaltung und die Realkapitalerhaltung als Modelle gegenüber. Beide Methoden führen in der langfristigen Perspektive zu den gleichen Ergebnissen. Das Problem besteht im Wesentlichen im Wechsel von der Methode der Nettosubstanzerhaltung zur Realkapitalerhaltung. Diese Methode führt zu einer ganz erheblichen Kostensteigerung bei der Umstellung, weil eine Neubewertung der Vermögenswerte (assets) erforderlich ist, um die Umstellung der Methode zu realisieren. Das hätte die praktische Konsequenz, dass die Umstellung der Methoden dazu führt, dass trotz Preisregulierung die Preise der Netzbetreiber zunächst erheblich in die Höhe gehen, um dann (in entsprechend stärkerem Maße) auf das gewünschte niedrige Niveau zu sinken. Zugleich ist zu befürchten, dass der Umstieg auf die neue Rechnungsmethode mit erheblichen internen Kosten verbunden ist, so dass es sich für die Netzbetreiber nicht lohnt in dieser Periode weiter zu investieren, was auf die Kosten der Versorgungssicherheit gehen könnte.

Problematisch sind bei der Methode der Berechnung ferner unter anderem

- wie der Realzins bei dem Eigenkapital, das in einem Unternehmen eingesetzt wird, zu berechnen ist. Aus Sicht der Wirtschaft wird ein Zeitraum von 40 Jahren angesetzt, weil diese Sichtweise assets-orientiert ist und an die Abschreibungen der Vermögensgegenstände ausgerichtet ist. Auf der anderen Seite gibt es allerdings keinen Markt für Wertpapiere, die 40 Jahre Laufzeit haben, so dass tatsächlich ein geringerer Zeitraum für die Berechnung der Realzinsen herangezogen werden muss (zwischen 10 und 30 Jahren).
- wie der Risikozuschlag berechnet wird. Hier muss das Eigenkapital betrachtet werden, das ein Eigentümer an ein Versorgungsunternehmen bereit ist einzulegen. Dabei sind insbesondere steuerliche Fragen zu berücksichtigen (Stichworte: Ansatz vor Steuern oder Ansatz nach Steuern; Berücksichtigung von Gewerbe- und/oder Körperschaftsteuer).
- wie sog. Scheingewinne berücksichtigt werden, weil es bei einer Bilanzierung nach HGB kommt dazu, dass auf Grund des Ansatzes der Abschreibungen in Realitätssteuern bezahlt werden muss, die für die Nettosubstanzerhaltung gebraucht werden.
- die Behandlung von sogenannten Fehlinvestitionen in der Vergangenheit. Es wird immer wieder vorgebracht, dass die Nettosubstanzerhaltung dazu führt, dass Fehlinvestitionen „mitgeschleppt“ werden und von den Kundennetzbetreibern finanziert werden. Hier besteht aber das Problem zu entscheiden, was eine „Fehlkalkulation“ ist und wie eine ggf. festge-

stellte Fehlkalkulation im Nachhinein bewertet werden soll.

Die Beurteilung dieser Fragen ist schwierig und bedarf im einzelnen einer genauen Diskussion. Vor dem Hintergrund einer Abwägung zwischen den positiven Effekten eines Wechsels der Methoden und den positiven Effekten bei einer Beibehaltung der Methoden unter einer Regulierung scheint die Waage zugunsten einer Beibehaltung der jetzigen Methode unter der Beobachtung der RegTP auszuschlagen. Die Wechselkosten für die Volkswirtschaft und die Unsicherheiten, die auch mit dem neuen System einhergehen, dürften erheblich sein.

Trotz der Schwierigkeiten im Einzelnen sollte es in der Kompetenz des Gesetzgebers bleiben, die Vorgaben über die Methode und das Vorgehen der RegTP zu regeln. Wollte man diese Kompetenz – wegen der fachlichen Nähe – der RegTP überlassen, dann bedarf es nach den allgemeinen Grundsätzen einer besonders dichten gerichtlichen Kontrolle, wenn eine Behörde einen derartigen Entscheidungszuwachs erfährt. Das wiederum würde zu einer erheblichen Belastung der Gerichte führen und damit zu einer erneuten Belastung der öffentlichen Haushalte.

Ein Ansatz, der keine Methodik zur Berechnung der Netznutzungsentgelte in das Gesetz oder in eine Verordnung schreiben möchte, sondern der RegTP die Festlegung der Berechnungsmethoden für die Netznutzungsentgelte vollständig überlässt, ist erheblichen Bedenken ausgesetzt. Unabhängig von etwaigen verfassungsrechtlichen Unsicherheiten entstehen wesentliche Rechtssicherheitslücken bei den Netzbetreibern, da sie in ihrer unternehmerischen Kalkulation nicht einmal mehr Rahmendaten voraussetzen können, mit denen sie rechnen können. Die Folge ist, dass aus dem Vorsichtsprinzip Kosten reduziert werden müssen, die regelmäßig im Investitionsbereich liegen werden. Die RegTP müsste zudem mit 1700 Netzbetreibern entweder konkrete Netznutzungsentgelte aushandeln oder jedenfalls für Klassen Methoden vorgeben. Neben einem Kapazitätsproblem führt dies zu einem erheblichen Ermessen der RegTP, das gerichtlich kontrolliert werden müsste. Problematisch ist dies aber, weil die Gerichte wiederum kaum Maßstäbe für die Entwicklung solcher Kriterien haben. Es ist ferner zu bedenken, dass Eingriffe in unternehmerische Entscheidungsparameter durch die Regulierungsbehörde bedenklich sind, wenn diese dafür keine gesetzlichen Vorgaben hat. Eine Übernahme der Erfahrungen aus dem Telekommunikationsbereich ist nur bedingt möglich, denn die Erfahrungen beziehen sich auf einen Bereich, der ein erhebliches Innovationspotential mit Ausweichmöglichkeiten für die regulierten Unternehmen hat, während der Netzbereich ein solches Innovationspotential nicht hat.

VI. Spezielle Hinweise zu Problemen im Gas-Bereich (Bemerkung zu Block 3)

Aufgrund der Besonderheiten des Gasmarktes im Vergleich zum Elektrizitätsmarkt erscheinen folgende ergänzende allgemeine Erwägungen notwendig:

Die Entgeltbildung beim Netzzugang gem. § 21 Abs. 2 EnWG-Entwurf bietet folgendes Problem: Die Sicherstellung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber erfordert eine genaue gesetzliche Vorgabe zur Nettosubstanzerhaltung und eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Der auf der Ferngasstufe bestehende Leitungswettbewerb erfordert eine gesetzliche Re-

gelung, die aus dem oben genannten Gründen nicht allein im Ermessen des Verordnungsgebers stehen sollten. Netzbetreiber haben ein Bedürfnis nach Rechtssicherheit, das durch Gesetz befriedigt werden kann. Bei den im Wettbewerb stehenden Fernleitungssätzen sollten Entgelte anhand eines Vergleichs mit Gasversorgungsnetzen an vergleichbaren Märkten gebildet werden. In Deutschland wird der überwiegende Teil der Ferntransportkapazitäten durch mehrere Netzbetreiber, die untereinander in einem Transport- bzw. Leitungswettbewerb stehen, vermarktet. Auf den wesentlichen Hauptstrecken besteht daher aus Sicht der transportnachfragenden Kunden eine alternative Transportmöglichkeit. Dies trifft bei parallel verlegten Leitungen zu, aber auch dann, wenn der Transport über zwei wirtschaftlich vergleichbare Transportwege zu realisieren ist. Entsprechender Leitungswettbewerb verstärkt sich durch die Einführung von Entry/Exit-Modellen. Darüber hinaus bieten auf den großen Transitleitungssystemen mehrere Betreiber Transportleitungen an. Dies gilt auch für die in Bruchteileigentum stehenden Leitungssysteme, bei denen jeder Eigentümer für die Vermarktung seines Kapitalanteils selbst verantwortlich ist. Auf Grund des tatsächlich bestehenden Transportwettbewerbs und des potentiellen Leitungswettbewerbs durch konkurrierende Infrastrukturvorhaben Dritter stellt eine marktorientierte Preisbildung eine geeignete Methode zur Entgeltermittlung für den Zugang zu den Fernleitungsnetzen dar. Insoweit ist ein Vergleichsmarktpinzip heranzuziehen und alle zwei Jahre ein unabhängiges Gutachten zum Entgeltvergleich nationaler und internationaler Gasfernleitungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung wesentlicher struktureller Unterschiede zu erstellen. Wenn diese Gutachten ergeben sollen, dass die Höhe der Netzzugangsentgelte von deutschen Fernleitungsnetzbetreibern unangemessen ist, müssen die betreffenden Netzbetreiber ihre jeweiligen Entgelte anpassen. Eine derartige marktorientierte Entgeltermittlung ist nach dem Entwurf für eine EG-Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen zulässig.

Für Deutschland sollte der verhandelte Speicherzugang in § 28 EnWG-Entwurf beibehalten werden. Ausweislich der Begründung der Bundesregierung dient die Vorschrift zum EnWG-Entwurf der Umsetzung von Art. 19 Abs. 3 der Gasrichtlinie (Zugang auf Ertragsbasis, der zwischen den Parteien ausgehandelt wird). Widersprüchlich erscheint dagegen, dass § 28 Abs. 4 EnWG-Entwurf das BMWA vorbehaltlos ermächtigt, die inhaltliche Gestaltung der Verträge über den Zugang zu den Speicheranlagen zu regeln. Dies würde das Prinzip des verhandelten Speicherzugangs in Frage stellen. Eine entsprechende Ermächtigung enthält das geltende Energierecht nur für den Fall, dass es zur Erreichung der Ziele des § 1 und zur Gewährleistung wirksamen Wettbewerbs erforderlich ist. Eine derartige Rechtfertigung entfele, wenn festgestellt werden könnte, dass auf dem Markt für Speicherdienste bereits jetzt Wettbewerb herrscht.

Speicher sind zudem keine essential facilities. Hinsichtlich der Frage der essential facilities sind neueste Erkenntnisse aus dem US-amerikanischen Recht von Interesse. Nach § 19 Abs. 4 Satz 4 GWB und nach Art. 82 EG-Vertrag sind essential facilities bislang stets als eine tatbestandliche Voraussetzung anerkannt worden, bei deren Vorliegen der Zugang zu wesentlichen Einrichtungen gewährt werden muss. Damit ist die essential facilities-Doktrin als ein Mittel zur Markttöffnung angesehen wor-

den, das freilich in die Eigentumsrechte der Betroffenen eingreift, aber vor dem Hintergrund der Gewährung des Zugangs zu markt wesentlichen Einrichtungen gerechtfertigt werden kann. Eine genaue Rechtsvergleichung zeigt indes, dass in den USA die essential facilities-Doktrin keinesfalls als Tatbestand angesehen wird, sondern eine von mehreren Rechtsfolgen bei der Feststellung eines Missbrauchs marktbeherrschender Stellungen ist. Daraus ergibt sich die Überlegung, dass möglicherweise die In-

strumentalisierung von essential facilities kein geeigneter Weg zur Schaffung von offenen Märkten ist.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1508

23. November 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)**b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer,
weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU**Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte
schaffen (BT-Drucksache 15/3998)**c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer
Abgeordneter und der Fraktion der FDP**Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare
ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)**

Prof. Dr. Dr. h.c. mult. Walther Busse von Colbe, Ruhr-Universität Bochum

Das Ziel energiewirtschaftlicher Vorschriften sollte es sein, den Elektrizitäts- und Gasrichtlinien der EU vom 26. 6. 2003 entsprechend schrittweise einen **funktionsfähigen Wettbewerb** auf den Energiemärkten zu schaffen. Dazu bedarf es eines hohen Maßes an **Transparenz**. Unter der Bedingung der Versorgungssicherheit sind Wettbewerb und Transparenz die Maßstäbe zur Beurteilung der Vorschriften und damit die Basis für die folgenden Ausführungen.

1.5 Vergleichsmarktverfahren

Der Vergleich der Kosten bei energiewirtschaftlich rationaler Betriebsführung mit denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers gemäß § 21 Abs. 2 EnWG-E und die Ermächtigung für die Regulierungsbehörde zu einem nachträglichen periodischen Vergleich der Netzzugangsentgelte gemäß § 21 Abs. 3 EnWG-E kann einen Beitrag zu einer wettbewerbsorientierten Gestaltung der Zugangsentgelte nur leisten, wenn die Vergleichsunternehmen auf einem dem Wettbewerb geöffneten Markt tätig sind. Eine solche Bedingung fehlt im EnWG-E. Im Gegensatz dazu sind nach dem Vergleichsmarktverfahren gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 1 des neuen Telekommunikationsgesetzes (TKG) nur die Preise solcher Netzbetreiber als Vergleich heranzuziehen, die ent-

sprechende Leistungen auf vergleichbaren, dem **Wettbewerb geöffneten Märkten** anbieten. Ohne eine solche Wettbewerbsbedingung besteht die Gefahr, dass Kosten und Entgelte nur von marktbeherrschenden Unternehmen miteinander verglichen werden. Daher sollte der EnWG-E um eine derartige Wettbewerbsklausel ergänzt werden.

1.6 Anreizregulierung

EnWG und Entgeltverordnung sollten um Regelungen ergänzt werden, die den Netzbetreibern **Anreize zur Kostensenkung durch Rationalisierung** bieten. Das die Vorschriften weitgehend beherrschende Prinzip der Entgeltregulierung über Kostenerstattung sollte durch Regelungen ergänzt werden, die dem Ziel wettbewerbskonformer Entgelte entsprechen. Dem effizienter arbeitenden Anbieter sollten zusätzliche Gewinnmöglichkeiten gegenüber Netzbetreibern eröffnet werden, die weniger rationell arbeiten. Im Telekommunikationsbereich gibt es einige Regelungen und Erfahrungen dafür. So ist z. B. das **Price Cap-Verfahren** geeignet, dem Netzbetreiber Rationalisierungsvorteile zeitlich begrenzt zu belassen, wenn er über die Rationalisierungsvorgabe der Regulierungsbehörde hinaus weitere Kostensenkungen erzielt. Die Rationalisierungsergebnisse werden zwischen Netzbetreiber und Kunden geteilt. Anreizregulierungen

müssen so lange bestehen, bis ein funktionsfähiger Wettbewerb auf den Energiemärkten erreicht ist.

1.12 Unbundling

Die Vorschriften der § 7 Abs. 1 und 10 Abs. 3 EnWG-E erscheinen z.T. unklar und setzen die entsprechenden Art. der Elektrizitätsrichtlinie (El-RL) z. T. nur unvollständig um:

- (1) Nach § 7 Abs. 1 haben vertikal integrierte EVU sicherzustellen, dass mit ihnen verbundene Netzbetreiber rechtlich unabhängig von anderen Tätigkeiten der Energieversorgung sind. Das kann so verstanden werden, dass **Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber eine rechtliche Einheit** bilden dürfen. Art. 10 und 15 El-RL verlangen aber eine getrennte rechtliche Entflechtung beider Arten von Netzbetreibern.
- (2) Die Vorschriften des § 10 Abs. 3 über **getrennte Rechnungslegung** beziehen sich nur auf **vertikal** integrierten Unternehmen. Die zu Grunde liegende Vorschrift des Art. 19 Abs. 3 El-RL enthält eine solche Einschränkung nicht. Sie bezieht sich somit auch auf **horizontal** integrierte EVU, z. B. für den Fall, das Elektrizitäts-, Gas- und Wasserverteilung in einem Unternehmen betrieben werden.
- (3) Die Vorschriften des Art. 19 Abs. 1 Satz 2 über die **Offenlegung** und Abs. 3 Satz 4 über den gesonderten Ausweis der **Einnahmen aus dem Eigentum** an Übertragungs- und Verteilernetzen wurden nicht umgesetzt.

Für eine richtlinienkonforme Umsetzung in deutsche Recht müsste der EnWG-E entsprechend ergänzt werden.

1.13 Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde

Die Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde werden durch die äußerst detaillierten Regelungen des Entwurfs der **Stromnetzentgeltverordnung** (StromNEV-E) **unangemessen eingeschränkt**. Die detaillierten Regelungen erschweren oder verhindern die Anpassung der Regelungspraxis an veränderte Rahmenbedingungen und gewonnene Erfahrungen. Die Regulierung sollte ein **flexibles** Verfahren nach pflichtgemäßem Ermessen sein. Darin liegt ihr Vorteil gegenüber einem ins Einzelnen gehenden Regelwerkes. Mit der Regulierungspraxis für die Telekommärkte sind auf Grund eines allgemeineres Rahmens für die Kostenermittlung des alten TKG sind bisher überwiegend gute Erfahrungen gemacht worden.

2.1 Kalkulation der Netzentgelte

2.1.1 Nettosubstanzerhaltung und kalkulatorische Abschreibungen

Das in § 21 Abs. 2 EnWG-E und in § 4 Abs. 1 StromNEV-E verankerte Verfahren der Nettosubstanzerhaltung für die Ermittlung der kalkulatorischen Anlageabschreibungen, die in § 6 StromNEV im einzelnen geregelt wird, ist entgegen der Behauptung der Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung auf die Stellungnahme des Bundesrates (Nr. 26) **kein „anerkanntes betriebswirtschaftliches Prinzip der Entgeltkalkulation“**. Es wurde zwar von den Preisaufsichtsbehörden einiger Bundesländer für die Strompreisgenehmigung für den privaten und kleingewerblichen Bereich akzeptiert und findet sich auch in der Anlage 3 zur Verbändevereinbarung Strom (BAnz. Nr. 85b v. 8. 5. 2002), wird jedoch für die Angebotskal-

kulation nichtregulierter Unternehmen, soweit bekannt, nicht angewendet. Das Verfahren wurde für die Bemessung der Obergrenze der Gewinnausschüttung bei Erhaltung der Unternehmenssubstanz in den siebziger Jahren in Deutschland entwickelt, blieb aber im **Ausland unbekannt** oder nicht angewendet.

Die Nettosubstanzerhaltung, nach der **eigenfinanziertes Anlagevermögen** auf Basis von **Tageswerten** und **fremdfinanziertes** auf Basis **historischer Anschaffungswerte** abgeschrieben wird, leidet an dem **grundlegenden strukturellen Mangel**, dass Eigen- und Fremdkapital den Vermögensgegenständen nicht verursachungsgerecht, sondern nur auf Grund einer mehr oder minder **willkürlichen Fiktion** zugeordnet werden können. Daher ist es unzweckmäßig, die Entgeltbestimmung für den Stromnetzzugang und die Regulierungsbehörde an diese Prinzip zu binden.

Durch eine Abschreibungs Bemessung nach der für die Bilanzierung entwickelten Methode der Nettosubstanzerhaltung besteht die Gefahr, dass über die Anwendung von Preisindizes (§ 6 Abs. 3 StromNEV-E) Abschreibungen auf **nicht mehr zeitgemäße Netzstrukturen** in die Entgelte Eingang finden. Wenn überhaupt darf die Nettosubstanzerhaltung für Regulierungszwecke nur auf die **effiziente Substanz** (§ 21 Abs. 2 EnWG-E) angewendet werden. Wettbewerbsorientiert wäre Abschreibungen nur in der Höhe, die ein neu auftretender **Wettbewerber für ein neues effizientes Netz** ansetzen müsste. Die Beachtung des Grundsatzes der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung ist kaum geeignet, die Berücksichtigung von Kosten nicht effizienter Netze zu verhindern, weil sie sich nur auf das Operating bezieht.

In das Gesetz und in die Netzentgeltverordnungen sollte **kein Kalkulationsschema** wie die Nettosubstanzerhaltung oder die als Alternative vorgeschlagene Reale Kapitalerhaltung aufgenommen werden. Die Regulierungsbehörde sollte die Möglichkeit haben, die Netzentgelte möglichst **zukunftsorientiert und wettbewerbskonform** zu kontrollieren oder festzulegen.

Nach § 6 Abs. 5 StromNEV-E sollen für den Fall, dass im Zeitpunkt der **Ersatzinvestition** die Anschaffungs- und Herstellungskosten der wiederbeschafften Anlage die **kumulierten Abschreibungen** auf Tageswertbasis (unter Berücksichtigung von Zinseffekten) der ersetzten Anlage **über- oder unterschreiten**, in der folgenden Kalkulationsperiode mit den Kosten verrechnet werden. Diese Regelung ist in **höchstem Maße fragwürdig**:

- (1.) Nur selten ist einwandfrei festzustellen, welche Neuinvestition eine bestimmte frühere Investition ersetzt. Verdiente Abschreibungsgegenwerte werden als Teil des Cash-Flows laufend reinvestiert oder zur Schulden tilgung verwendet.
- (2.) Falls doch eine Anlage einer ausgeschiedenen als Ersatz zugeordnet werden kann, weichen infolge des **technischen Fortschritts** und der wirtschaftlichen Veränderungen die Kosten der neuen von der alten Anlage in der Regel ab. Häufig sind Ersatzinvestitionen kapitalintensiver und daher teurer als alte Anlagen, verursachen aber weniger Betriebskosten.
- (3.) Die Verrechnung der Differenz zwischen kumulierten Abschreibungen der Altanlage mit den Anschaffungskosten der Ersatzanlage würde für die einzelne

Anlage zu einer überhöhten oder zu einer zu geringen Abschreibung in den Folgeperioden führen.

Die Vorschrift sollte ersatzlos gestrichen werden. Sie findet sich auch nicht in der bisher geltenden VV Strom II plus.

2. 1. 2 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Nach § 7 Abs. 4 StromNEV-E bildet der Durchschnitt der Umlaufrendite der festverzinslichen Wertpapiere inländischer Emittenten in den letzten zehn Kalenderjahren abzüglich der durchschnittlichen Preisänderungsrate des Verbraucherpreisindex in diesem Zeitraum die Basis für die Eigenkapitalverzinsung, die um einen Zuschlag netzspezifischer Wagnisse gemäß Abs. 5 erhöht wird. Da eine Entgeltgenehmigung aber für die Zukunft erteilt wird, kommt es auf die voraussichtlichen Eigenkapitalkosten in der **Zukunft, nicht aber in der Vergangenheit**, an. Die Renditesätze und Inflationsraten in der Vergangenheit können infolge anderer wirtschaftlicher Rahmenbedingungen andere sein, als sie für die künftige Genehmigungsperiode (gem. Abs. 6 für zwei Jahre) erwartet werden. Die aktuellen Kapitalkostensätze werden allgemein als Basis für die künftigen Sätze angesehen. Durch die Festlegung auf den durchschnittlichen Kapitalkostensatz der zehnjährigen Vergangenheit wird der Regulierungsbehörde die Möglichkeit der eigenen Beurteilung genommen.

Darüber hinaus ist nicht ersichtlich, weshalb in Abs. 5 Nr. 4 die durchschnittliche Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber auf **ausländischen** Märkten besonders hervorgehoben wird, obgleich dort die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen andere als im Inland sein können.

Im Sinne einer **wettbewerbsorientierten Entgeltregulierung** sollten die Kapitalkosten primär aus **Daten der Kapitalmärkte** abgeleitet werden, wie das im Ausland für Entgeltregulierungen weitgehend üblich und von der Literatur auch in Deutschland überwiegend befürwortet wird. Der Eigenkapitalkostensatz muss so hoch sein, dass er auch die Risiken abdeckt, die sich für das Unternehmen aus dem technischen Fortschritt, Preisänderungen und Nachfrageschwankungen ergeben. Er muss genügend **Anreize** für Investitionen im Energiebereich bieten.

2. 1. 3 Kalkulatorische Steuern

In § 8 StromNEV wird zwar die Gewerbesteuer als Kostenposition anerkannt, die **Körperschaftsteuer (KSt)** jedoch nicht erwähnt. Die Eigenkapitalverzinsung muss jedoch so hoch sein, dass **nach Abzug der KSt eine marktübliche Verzinsung verbleibt**. Andernfalls verlor die EVU den Zugang zum Kapitalmarkt. Steuerrechtlich ist die Eigenkapitalverzinsung steuerpflichtiger Gewinn. Daher ist es völlig unbestritten, dass die Eigenkapitalverzinsung um die KSt hochgerechnet werden muss. Das ist auch für die Entgeltregulierung im Telekommunikationsbereich anerkannt. Die StromNEV muss entsprechend angepasst werden

2.1.4 Periodenübergreifende Saldierung

Weichen die in einer Kalkulationsperiode erzielten Netznutzungsentgelte von den zugrundegelegten Netznutzungskosten ab, so muss nach § 11 Strom NEV-E die Differenz in der nächsten Kalkulationsperiode mit den

Kosten verrechnet werden. **Diese Vorschrift nimmt** im Falle zutreffender Mengenprognosen dem Netzbetreiber **jeden Anreiz durch Rationalisierung die Kosten zu senken**. Sie entspringt offenbar – wie andere Vorschriften des StromNEV-E auch – dem Konzept der Kostenerstattung für die Entgeltregulierung. Sie ist damit **wettbewerbswidrig**. Die Vorschrift **widerspricht** damit auch § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG-E, wonach die Entgelte unter Berücksichtigung von **Anreizen für eine kosteneffiziente Leistungserbringung** gebildet werden.

2.1.5 Kostenmodelle

Nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG-E werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung gebildet, die denen eines effizienten strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen. Insoweit könnte nach dieser Vorschrift von den tatsächlichen Kosten eines Betreibers abgewichen werden, um der Effizienzforderung nachzukommen. Mit der angehängten Bedingung der Beachtung der Nettosubstanzerhaltung und den vielen Einzelregelungen in dem StromNEV-E ist dies aber kaum möglich, soweit nicht ein verbotener Missbrauch der Marktstellung nach § 30 EnWG-E vorliegt, der nach Abs. 1 Nr. 5 in der Forderung von Entgelten bestehen kann, die von denen abweichen, die sich mit hoher Wahrscheinlichkeit bei wirksamen Wettbewerb ergeben würden. Nach § 21 Abs. 2 Satz 2 dürfen außerdem für kostenbasierte Entgelte Kosten, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.

In dem StromNEV-E wird in § 4 Abs. 1 zwar der Grundsatz aus § 21 Abs. 1 EnWG wiederholt, die folgenden Vorschriften regeln aber eine **Istkostenrechnung** weitgehend nach herkömmlichen Methoden, abgesehen von der sonst nicht üblichen Nettosubstanzerhaltung. Die Vorschrift des § 21 Abs. 2 Satz 2 EnWG, wonach nicht-wettbewerbskonforme Kosten nicht berücksichtigt werden dürfen, wird in dem StromNEV-E nicht aufgegriffen. Vielmehr folgt die VO fast durchweg dem **Kostenerstattungsprinzip**.

Im Unterschied zum EnWG-E beruht die kostenbasierte Entgeltgenehmigung im **Telekommunikationsbereich** nach § 31 TKG auf den Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung (Abs. 1), die sich aus den **langfristigen zusätzlichen Kosten der Leistungsbereitstellung** ergeben (Abs. 2). Nach § 35 Abs. 1 Nr. 2 TKG kann die **Regulierungsbehörde zur Ermittlung der effizienten Leistungsbereitstellung** auch eine von der Kostenberechnung des Unternehmens unabhängige Kostenrechnung anstellen und hierfür **Kostenmodelle** heranziehen. Davon macht die Regulierungsbehörde auch Gebrauch. Der Regulierungsbehörde sollte auch für den **Energiebereich die Möglichkeit eingeräumt** werden, Kostenmodelle zur Ermittlung der effizienten Kosten der Leistungsbereitstellung heranzuziehen. Damit könnten Kostenbestandteile aus der Entgeltberechnung eliminiert werden, die ein Wettbewerber nicht ansetzen würde.

Die Kritik unter 2.1 sollte auch für den noch nicht vorliegenden GasNEV-E beachtet werden.

Zusammenfassung

- Die Vorschriften über die Netzentgeltregulierung sollten an dem **Ziel** ausgerichtet sein, sie näherungsweise in der Höhe zu bilden, die sich wahrscheinlich

- bei Wettbewerb ergeben würde (**wettbewerbskonforme Netznutzungsentgelte**).
- Das **Vergleichsmarkungsverfahren** kann zur Erreichen dieses Ziels nur dann wesentlich beitragen, wenn es sich auf Märkte bezieht, die dem Wettbewerb geöffnet sind.
 - Auch das rechtliche und rechnungstechnische **Unbundling** müssen auf das Ziel wettbewerbskonformer Netznutzungsentgelte ausgerichtet werden, indem es sich **richtlinienkonform** auch auf die Trennung von **Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber** sowie auf **horizontal integrierte Unternehmen** bezieht.
 - Die **Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde** müssen so geregelt werden, dass sie **flexibel** auf die Erreichung des Ziels wettbewerbskonformer Nutzungsentgelte hinwirken kann.
 - Die **Netznutzungsentgelte** sollten an **kein starres Kalkulationsschema** wie die Nettosubstanzerhaltung gebunden werden.
 - Die **Nettsubstanzerhaltung** ist **kein betriebswirtschaftlich anerkanntes Kalkulationsschema**. Es leidet unter dem Mangel der nur fiktiv möglichen Zuordnung von Eigen- und Fremdkapital zu den Vermögensgegenständen des Unternehmens. Es birgt die Gefahr, dass Abschreibungs- und Zinskosten für veraltete Netzstrukturen in den Netznutzungsentgelten vergütet werden und ist insoweit **wettbewerbswidrig**. Nur die **effiziente Substanz** darf Abschreibungen und Zinsen zugrunde gelegt werden.
 - Der mit der periodenübergreifenden Saldierung in dem StromNEV-E vorgesehene **Vergleich zwischen kumulierten Abschreibungen** der ersetzten mit dem Anschaffungskosten der Ersatzanlage ist in der Regel **real nicht**, höchsten über Fiktionen **möglich**.
 - Die kalkulatorische **Eigenkapitalverzinsung** sollte nicht vergangenheits- sondern zukunftsorientiert sein und aus den Daten der Kapitalmärkte abgeleitet werden.
 - Die Eigenkapitalkosten müssen auch die **Körperschaftsteuer** abdecken, andernfalls verlor die EVU den Zugang zum Kapitalmarkt.
 - Die in dem StromNEV-E vorgesehene **periodenübergreifende Kostensaldierung nimmt den Unternehmen Anreize** zur kostensenkenden Rationalisierung. Sie ist insofern wettbewerbswidrig.
- Der **Regulierungsbehörde** sollte zur Realisierung des **Ziel wettbewerbskonformer Netzentgelte** die Möglichkeit eingeräumt werden, von der Kostenrechnung des Unternehmens abweichende **Kostenmodelle** für die Entgeltfindung und -kontrolle auf der Basis **effizienter** Netze und Betriebsführung heranzuziehen, wie das im Telekommunikationsbereich gesetzlich geregelt ist und praktiziert wird.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1503

12. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)**

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer,
weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

**Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte
schaffen (BT-Drucksache 15/3998)**

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer
Abgeordneter und der Fraktion der FDP

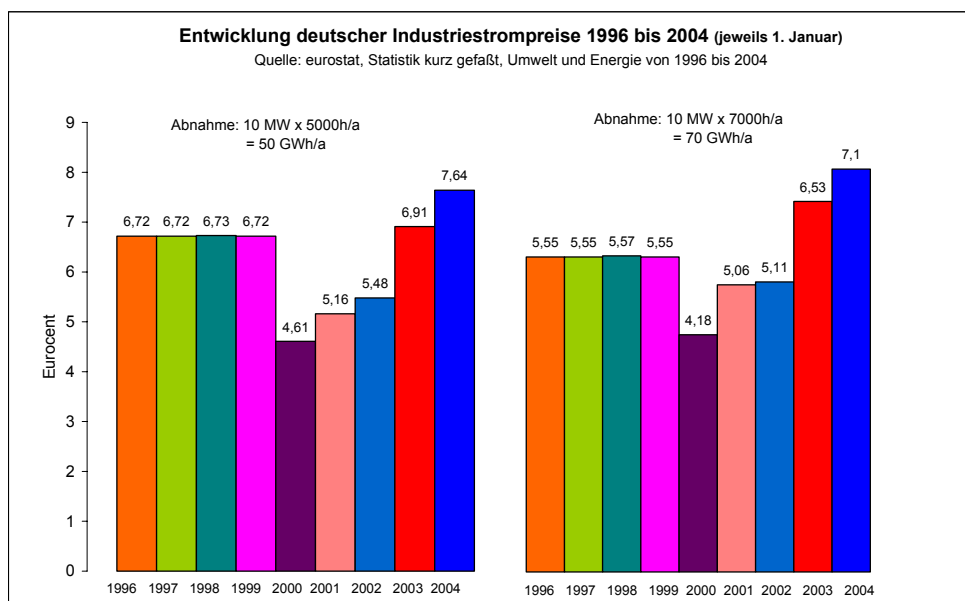
**Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare
ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)**

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

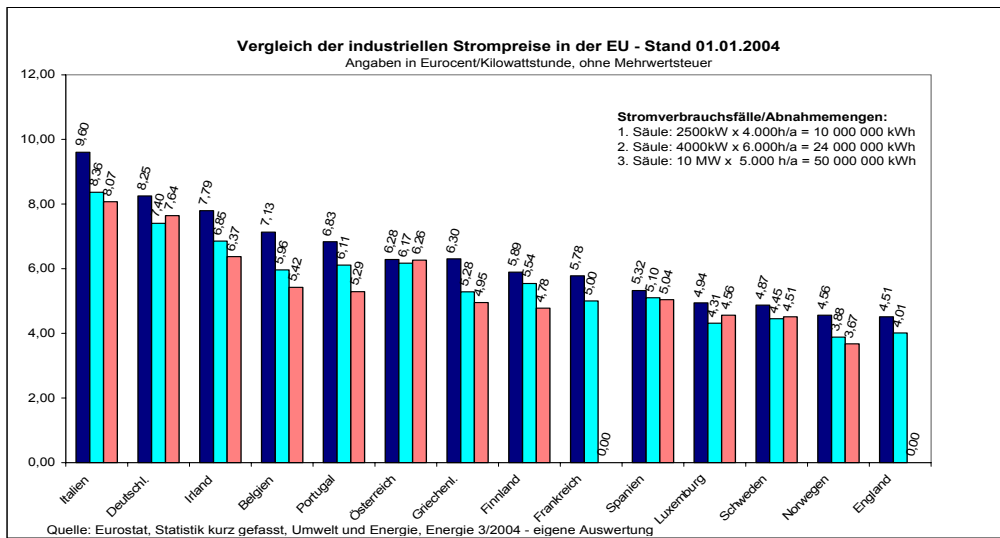
Vorbemerkung

Der Gesetzentwurf wird in einer Zeit vorgelegt, in der sich die Industrie mit steigenden Energiepreisen konfrontiert sieht, die den Standort Deutschland belasten.

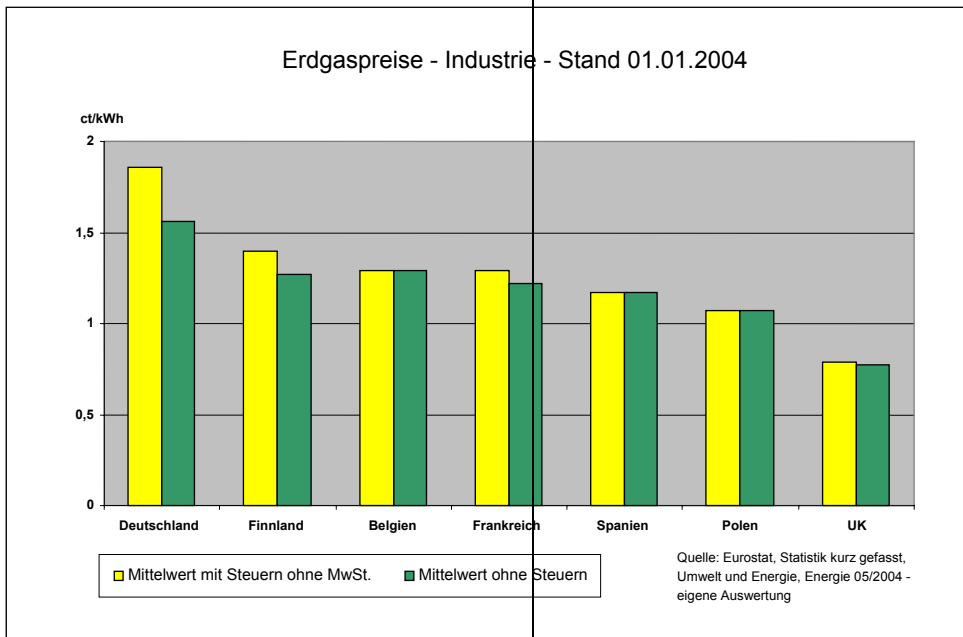
Die heutigen Strompreise liegen über denen vor der Liberalisierung. Auch durch politische Belastungen sind die Liberalisierungserfolge aufgezehrt worden.



Hinzu kommt, dass im europäischen Vergleich die deutschen Industriestrompreise nur noch von den italienischen übertroffen werden.



Auch die Erdgaspreise für die deutsche Industrie zählen in Europa zu den höchsten.



schiedene Forderungen der Industrie werden daher von den

Diese Entwicklung ist für den Standort Deutschland höchst problematisch, weil die Strom- und Erdgaskosten einen Anteil an den gesamten Energiekosten der Industrie von über 80 % haben.

Hinweis: Nach Auffassung der Stromwirtschaft repräsentiert diese Stellungnahme in wesentlichen Teilen die Interessen der energieverbrauchenden Industrie an möglichst geringen Energiepreisen und gibt zu bedenken, dass die Netzbetreiber auch im neuen Ordnungsrahmen angemessene Renditen erwirtschaften müssen, um notwendige Neuinvestitionen in die Netze zu tätigen und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ver-

Mitgliedsverbänden des BDI, die Netzbetreiber repräsentieren, nicht geteilt. Dies ist jeweils kenntlich gemacht

Allgemeines

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf soll auf der Basis der Vorgaben durch die EU-Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt ein Rahmen geschaffen werden, der eine vollständige Öffnung der Märkte bewirkt, der allen Verbrauchern die freie Wahl ihrer Lieferanten und allen Anbietern die freie Belieferung ihrer Kunden gewährleistet und mittels eines

effizienten, nichtdiskriminierenden und transparenten Netzzugangs zu angemessenen Preisen einen funktionierenden Wettbewerb garantiert. Der BDI unterstützt diese Zielsetzungen und fordert eine Ausgestaltung des Energiewirtschaftsgesetzes, die als Rahmensetzung **systematisch, insbesondere durch Regeln zur Kalkulation angemessener Netznutzungsentgelte**, auf wettbewerbsfähige Strom- und Erdgaspreise hinwirkt. Dafür ist es wichtig, den Gedanken der Transparenz kostenrelevanter Marktdaten konsequent umzusetzen.

Der Entwurf enthält Ansätze dazu, die der BDI positiv würdigt. Gleichzeitig erkennt der BDI die Schwierigkeiten, die sich aus der Abkehr vom verhandelten Netzzugang und der Neugestaltung des regulierten Netzzugangs mit Schaffung einer Regulierungsbehörde für die Strom- und Gasmärkte ergeben. Dabei gilt es, nach kritischer Prüfung das Positive und Bewährte der Verbändevereinbarungen in den gesetzlichen Rahmen zu übernehmen und auch im neuen System die Anpassungsflexibilität wie im verhandelten Netzzugang zu gewährleisten. Die vorgesehene Festschreibung von Details in Verordnungen wird aller Erfahrung nach nicht die Flexibilität haben, die für die rasche Anpassung an Marktentwicklungen und Gegensteuern gegen Fehlentwicklungen erforderlich ist. Um zu einem vergleichbaren Ergebnis hinsichtlich der Flexibilität wie im System des verhandelten Netzzugangs zu kommen, müssen der neuen Regulierungsbehörde ausreichende Gestaltungsmöglichkeiten generell und für den Einzelfall eröffnet werden, die die Behörde nach pflichtgemäßem Ermessen auszufüllen hat. Dies darf nicht zu einer Beschneidung des Rechtsschutzes gegen behördliche Maßnahmen führen. Zudem ist vorzusehen, dass die Regulierungsbehörde regelmäßig einen „Verbandsausschuss“ konsultiert, der als Beratungsgremium gebildet werden sollte.

Anliegen im Einzelnen:

1. Unbundling

Die Trennung des Netzes von anderen Aktivitäten eines integrierten Versorgungsunternehmens ist Grundvoraussetzung für fairen Wettbewerb und muss so ausgestaltet werden, dass alle Netznutzer gleich behandelt werden und die für die Netznutzung erforderlichen Informationen gleichermaßen erhalten.

Die Entflechtungsregelungen des Gesetzentwurfs für die Verteilnetze sehen großzügige Ausnahmeregelungen vor. So soll die rechtliche Entflechtung gemäß § 7 Abs. 3 erst ab dem 1. 7. 2007 gelten. Diese Ausnahmvorschrift ist zwar vor dem Hintergrund der Beschleunigungsrichtlinien möglich. Sie ist dort aber für den Fall vorgesehen worden, dass das Entflechtungsziel zwischenzeitlich durch andere gleichwertige Maßnahmen sichergestellt wird (Code of Conduct); nach Auffassung der Stromwirtschaft ist die Verknüpfung zwischen Code of Conduct und der zeitlichen Verschiebung der rechtlichen Entflechtung der Verteilnetzbetreiber unzutreffend: Die Möglichkeit der Zurückstellung der rechtlichen Entflechtung zum 1. Juli 2007 ist von der vorherigen Verabschiedung eines Code of Conduct unabhängig. Es bestehe damit keine Notwendigkeit, von den Mindestanforderungen der Richtlinie zu Lasten der Netzbetreiber abzuweichen). Da diese Maßnahmen in Deutschland schließlich jedoch nicht zum Zuge gekommen sind, rechtfertigt sich auch nicht die zeitliche Verschiebung der Verpflichtung zur Entflechtung.

Die Beschleunigungsrichtlinien sehen auch eine so genannte de-minimis-Regelung ausschließlich für Verteilnetzbetreiber vor. Die dort genannte Zahl von 100.000 Kunden würde bedeuten, dass z. B. ein integriertes

Energieversorgungsunternehmen, das eine Stadt wie Bonn mit rund 300.000 Einwohnern versorgt, nicht entflechten müsste. Die de-minimis-Regelung der Beschleunigungsrichtlinien wird vom Gesetzentwurf voll ausgeschöpft, was aber nicht zwingend ist. Vielmehr bildet die Vorgabe in der Beschleunigungsrichtlinie nur eine Obergrenze, die der nationale Gesetzgeber durchaus unterschreiten kann. Um eine diskriminierungsfreie Netznutzung möglichst breit zu sichern und damit dem Wettbewerb eine tragfähige Basis zu geben, aber auch aus Gründen der Gleichbehandlung mit anderen zur Entflechtung verpflichteten Unternehmen sollte deshalb die Ausnahme-Regelung auf das unbedingt erforderliche Maß beschränkt werden. Da im Wesentlichen die mit der Entflechtung verbundenen notwendigen Kosten zur Begründung angeführt worden sind, sollten diese auch zum Maßstab für die zahlenmäßige Begrenzung gemacht werden. Es ist bislang nicht ersichtlich oder nachvollziehbar gemacht worden, dass sich die Entflechtungskosten erst ab einer Kundengröße oberhalb von 100.000 in Relation zu den infolge der Entflechtung erwarteten Effizienzgewinnen rechtfertigen. Der BDI schätzt, dass diese Grenze eher bei 25.000 Kunden liegt.

Schließlich sieht der Gesetzentwurf im Erdgasbereich Ausnahmen bei der Entflechtung für LNG und Speicherung vor. Zu Recht weist die Gesetzesbegründung darauf hin, dass die Trennung des Netzbetriebs von den Wettbewerbsbereichen für beide Sektoren Strom und Gas gilt. Deshalb sollte die Entflechtung auch konsequent im Sinne der Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinien durchgeführt werden. Nach Art. 2 Nr. 20 der Erdgasbeschleunigungsrichtlinie zählen LNG oder Speicherung zum Monopolbereich und sollen deshalb von anderen Bereichen eines vertikal inte-

grierten Unternehmens mit den Funktionen Gewinnung oder Lieferung von Erdgas getrennt werden. Sie sollten deshalb nicht aus dem Bereich der rechtlichen und operationellen Entflechtung der §§ 7 und 8 ausgenommen werden.

Soweit der Netzbetreiber „sensible“ Informationen erlangt, muss ein Missbrauch ausgeschlossen werden.

Vorschlag:

- a. **Änderung in § 6 Abs. 1: Streichen letzter Satz**
- b. Änderung in § 7 Abs. 2: Nach „Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen“ einfügen: **die keine Übertragungs- und Fernleitungsnetze betreiben und ...**(Klarstellung) und die Zahl 100.000 durch die Zahl **25.000** ersetzen.
- c. Folgeänderung in § 8 Abs. 6: Ersetzen der Zahl 100.000 durch **25.000**
- d. **Streichung von § 7 Abs. 3**
- e. In § 8 Abs. 2 nach Ziffer 3: eine neue Ziffer 4 wieder einfügen, die der Referentenentwurf noch aus guten Gründen enthalten hatte: **4. Personen, die mit Tätigkeiten in den Bereichen der Gewinnung, der Erzeugung oder des Vertriebs von Energie an Kunden oder des Energiehandels betraut sind,**

dürfen nicht dem Geschäftsbereich Netz angehören oder mit Aufgaben aus diesem Geschäftsbereich betraut werden.

Ergänzung von § 9 Abs. 2 nach dem Satzteil „über die eigenen Tätigkeiten als Netzbetreiber **oder von Dritten bei der Gewährung des Netzzugangs erhaltene** Informationen offen, die ..“

Hinweis:

Der Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung – WEG – trägt den Vorschlag zu Buchstabe a nicht mit.

Die Forderungen der Buchstaben d und e werden von der Stromwirtschaft nicht unterstützt. Nach Auffassung der Energiewirtschaft sollte das EnWG nicht über die Anforderungen der EU-Richtlinien hinausgehen.

2. Anreizregulierung

Der Regierungsentwurf geht hinsichtlich der Bildung der Netzentgelte von der Kosten- und Vergleichsmarktorientierung aus. Beide Prinzipien müssen in Kombination beachtet werden, damit die geforderten Entgelte als „angemessen“ angesehen werden können. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass einerseits die Kostenorientierung bei den vorgefundenen Investitionen ansetzt, ohne diese auf Notwendigkeit und effiziente Erstellung zu hinterfragen. Bei Anwendung des Vergleichsmarktpinzips ist andererseits zu sehen, dass das zum Vergleich geeignete Netz ebenfalls ein „natürliches“ Monopol darstellt. Insofern hat der Vergleich von im Monopol gebildeten Entgelten wenig Aussagekraft. Diese wäre nur dann gegeben, wenn der Vergleichsmaßstab im Wettbewerb gebildete Preise wären.

Deshalb ist es notwendig, Instrumente zu entwickeln und einzusetzen, die die Schwäche der Kostenorientierung und des Monopolpreisvergleichs bei der Bestimmung angemessener Netzentgelte überwinden. Entscheidend ist, dass den Netzbetreibern Anreize gesetzt werden, ein effizientes Netz zu erstellen/zu gestalten und effizient zu betreiben. Der Erhalt der Versorgungssicherheit ist zu gewährleisten. Das Gutachten „Netzpreisaufsicht in der Praxis: Anreize für angemessene Netzdimensionierung und Betriebsführung sowie Kenngrößen für betriebswirtschaftlichen Vergleich“ (siehe <http://www.bdi-online.de/Infothek>, hier findet sich auch eine Zusammenfassung des Gutachtens) basiert auf einem Effizienzvergleich aller Netzbetreiber (Benchmarking). Ausgehend vom Ergebnis dieses Vergleichs werden sodann Anreize gesetzt, um die Netzbetreiber zur Kostensenkung und zur effizienten Leistungsbereitstellung zu veranlassen. Ergänzend müssen Qualitätsstandards gesetzt werden, um eine angemessene Versorgungsqualität zu sichern.

Das Gutachten zeigt einen Weg zur Anreizregulierung auf. Die Monopolkommission hat sich im XV. Hauptgutachten vom 9. Juli 2004 ebenfalls für eine Anreizregulierung ausgesprochen und verschiedene Möglichkeiten diskutiert.

Entscheidend in der jetzigen Phase ist, dass der Gesetzentwurf die Weichenstellung zu einer Anreizregulierung vornimmt. Ansätze dazu sind bereits im Entwurf enthalten. Sie sollten aber präzisiert werden. Dabei ist es zweckdienlich, den Begriff der effizienten Leistungsbereitstellung zu verwenden. Die Ausgestaltung der Anreiz-

regulierung im Einzelnen kann einer zügig zu erlassenden Verordnung überlassen bleiben, die die Regulierungsbehörde mit zweckentsprechenden Befugnissen und Instrumenten ausstattet. Voraussetzung ist jedoch ein stimmiges Konzept, das Fehlentwicklungen zu Lasten der Netzbetreiber und damit eine Gefährdung der Versorgungssicherheit ausschließt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Verordnungen nach § 24 zeitgleich mit dem Gesetz in Kraft treten werden.

Die gesetzliche Einführung eines Vergleichsverfahrens ist zu begrüßen. Die Festlegung der Vermutungsschwelle in § 21 Abs. 4 beim Durchschnitt erscheint allerdings im Sinne einer effizienten Missbrauchskontrolle zu niedrig. Grundsätzlich sollte eine Orientierung an den besten Netzbetreibern erfolgen. Um mögliche statistische Ausreißer zu erfassen, wird vorgeschlagen, die Schwelle beim Durchschnitt der 50 % günstigsten anzusetzen.

Angesichts der kontroversen Diskussion um die „richtige“ Kalkulationsmethode bei gleicher Zielsetzung – Erhalt der Leistungsfähigkeit des Unternehmens - sollte das Gesetz sich nicht auf das Nettosubstanzerhaltungsprinzip festlegen, sondern sich in dieser Frage neutral verhalten. Die Netznutzer-Verbände machen Zweifel am Prinzip der Nettosubstanzerhaltung geltend. Es wird deshalb **vorgeschlagen**, das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung nicht im Gesetz festzuschreiben. Die Entscheidung und Festlegung auf eine Kalkulationsmethode, die die realen Kosten besser abbildet, sollte den Netzentgeltverordnungen und der Regulierungsbehörde vorbehalten bleiben. Es genügt, dass hinsichtlich der kalkulatorischen Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung der Anspruch der Kapitalgeber auf angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals gesetzlich normiert wird.

In der Netzentgeltverordnung muss allerdings die Kalkulationsmethode verankert werden. Dabei muss sich der Verordnungsgeber von der Frage leiten lassen, welche Kalkulationsmethode die realen Kosten am genauesten abbildet. Aus Sicht der Netznutzer ist die Realkapitalerhaltung als Kalkulationsmethode vorzuziehen. Hintergrund ist, dass bei der Kalkulation der Netzentgelte nach der Nettosubstanzerhaltung nicht nur die tatsächlichen Kosten abgebildet, sondern auch Gewinne in den Kosten versteckt werden können. Bei mehrere Jahrzehnte umfassenden Nutzungsdauern der Netzinvestitionen in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft dürfte es schwierig sein, zuverlässig abzuschätzen, ob ein Unternehmen tatsächlich dasselbe Wirtschaftsgut wiederbeschafft und ob dieses Wirtschaftsgut wegen des technischen Fortschritts von gleicher Art und Güte sein wird.

Das Prinzip der Realkapitalerhaltung hingegen bietet bei der Kalkulation der Netzentgelte eine höchstmögliche Transparenz und vermeidet die mögliche Diskrepanz zwischen tatsächlichem und (nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung) kalkuliertem Reinvestitionsbedarf in den Fällen, in denen die Kosten der Investitionsgüter durch wirtschaftlichen und technologischen Fortschritt gesunken sind oder auf Grund des ökonomischen oder demografischen Strukturwandels ein Kapazitätsrückbau erfolgen muss. Das Prinzip der Realkapitalerhaltung ist übrigens auch gesetzlich für die Vergabe von öffentlichen Aufträgen, für deren Erledigung kein wettbewerblicher Markt besteht, gesetzlich vorgeschrieben.

Die Stromwirtschaft gibt allerdings zu bedenken, dass sich der Gesetzentwurf auf eine abstrakte Aneinanderrei-

hung energiewirtschaftlicher Kostengrundsätze beziehe, ohne dass deren Verhältnis zueinander hinreichend deutlich werde. Die in der Anlage 3 der Verbändevereinbarung Strom II plus niedergelegten Preisfindungsprinzipien, insbesondere die Methode der Nettosubstanzerhaltung, seien wissenschaftlich anerkannt und seien daher vom Gesetzgeber als „gute fachliche Praxis“ in das EnWG 2003 aufgenommen worden. Die Preisbildungsprinzipien seien darüber hinaus auch betriebswirtschaftlich erforderlich, um die notwendigen Ersatzinvestitionen leisten zu können und die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten.

Vorschlag:

- a. Der Begriff „energiewirtschaftlich rationelle Betriebsführung“ wird durch den Begriff **effiziente Leistungsbereitstellung** ersetzt (z. B. in § 21 Abs. 2, Abs. 3; § 24 Abs. Ziff. 4). Der BDI geht davon aus, dass beide Begriffe weitgehend inhaltlich identisch sind. Der Begriff „energiewirtschaftliche rationelle Betriebsführung“ ist aber durch das Preisgenehmigungsrecht der BTOelt geprägt und dürfte strukturerhaltend wirken. Aus Sicht der Netznutzerverbände im BDI sollte er durch den modernen Begriff der effizienten Leistungsbereitstellung ersetzt werden, weil er auch in anderen sektorspezifischen Regulierungsbereichen (z.B. § 32 TKG) vorkommt und auch in der unmittelbar deutsches Recht gewordenen EU-Verordnung 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Stromhandel bereits verwendet wird.
- b. § 24 Abs. 1, Ziff. 8 erhält folgende Fassung: „8. Regelungen vorgesehen werden, die Methoden der Netzregulierung festlegen, die **Anreize für** eine Steigerung der Effizienz des Netzbetriebs **und des Netzausbaus setzen**, und Anforderungen an Qualität, Sicherheit und Zuverlässigkeit enthalten können.“
- c. In § 21 Abs. 2 Satz 1 ist der Einschub: „**unter Beachtung der Nettosubstanzerhaltung“ zu streichen.**
- d. Änderung in § 21 Abs. 4: „Ergibt ein Vergleich, dass die Entgelte, Erlöse oder Kosten einzelner Betreiber von Energieversorgungsnetzen für das Netz insgesamt oder für einzelne Netz- oder Umspannebenen die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten **der jeweils 50 % günstigsten** vergleichbaren Betreiber von Energieversorgungsnetzen überschreiten, wird vermutet, dass sie einer **effizienten Leistungsbereitstellung** nicht entsprechen.“

Diese Vorschläge werden allerdings von der Stromwirtschaft nicht mitgetragen, da nach ihrer Auffassung deren Verwirklichung zu einer nachhaltigen Gefährdung der Versorgungssicherheit führen würde.

3.a Netzzugang Erdgasmarkt

Anders als im Strombereich konnte für den Erdgasmarkt bisher in Deutschland kein wettbewerbsgerechtes und wettbewerbsförderndes Netzzugangsmodell vereinbart werden. So besteht auf dem deutschen Gasmarkt, obwohl bereits seit 1998 formal geöffnet, ein Defizit an Wettbewerb. Für einen Gasverbraucher ist es nahezu unmöglich, eine Erdgasdurchleitung praktikabel und rentabel zu organisieren. Aufbauend auf der Erfahrung, dass sich im Strombereich erst nach Einführung eines transaktionsunabhängigen Netzzugangsmodells (VV II) der Wettbe-

werb entfalten konnte, muss nun durch das EnWG auch für den deutschen Erdgasmarkt dringend ein transaktionsunabhängiges Netzzugangsmodell eingeführt werden. Das heißt: Ein Entry-Exit-Modell mit eigentumsübergreifenden Regelzonen und Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber muss als klare, zeitnahe Zielsetzung im EnWG verankert werden. Die Erfahrungen in anderen EU-Mitgliedstaaten, aber auch die Einführung eines solchen Modells auf dem Gebiet der BEB, Hannover, zum 1. Juli 2004 zeigen, dass die Einführung eines transaktionsunabhängigen Netzzugangsmodells technisch und praktisch möglich ist. Das BEB-Modell ist ein erster wichtiger Schritt für die Entwicklung eines funktionsfähigen Netzzugangsmodells, das sich in einigen Bereichen noch signifikant verbessern lässt.

Vorschlag:

- a. § 15 nach Abs. 1 ergänzen durch einen neuen Absatz 2, den der WEG allerdings nur mitträgt, wenn die Kooperationsverpflichtungen die bestehenden Eigentumsverhältnisse berücksichtigen.

(2) Die Betreiber von Fernleitungs- und Gasverteilernetzen sind verpflichtet, nach transparenten, verbindlichen Regeln mit dem Ziel mit einander zu kooperieren, eine einfache, ungehinderte und diskriminierungsfreie Netznutzung zu verwirklichen. Dabei sind die Eigentumsverhältnisse unbeachtlich.

- b. § 15 wird um folgende Absätze erweitert. Der WEG wünscht, dass auch in Absatz 6 die Eigentumsverhältnisse Berücksichtigung finden:

(5) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates Vorgaben für Kooperationsregeln nach Abs. 2, für die Organisation der Energieversorgungsnetze hinsichtlich Engpassmanagement und der Beseitigung von Netzengpässen sowie der Veröffentlichungspflicht von für einen effizienten Netzzugang notwendigen Informationen durch die Netzbetreiber zu machen. Die Bundesregierung kann diese Ermächtigung auf die Bundesregulierungsbehörde übertragen.

(6) Die Netzbetreiber sind verpflichtet, unabhängig von den Eigentums Grenzen zunächst die geringstmögliche Anzahl von Regelzonen zu bilden, um ein einheitliches, transaktionsunabhängiges „Entry-Exit-Netznutzungsmodell“ umzusetzen zu können. Nur dort, wo Erdgasbeschaffheitsgrenzen zwischen H- und L-Gas (gem. DVGW-Arbeitsblatt G 260) oder technisch-physikalisch begründete Netzrestriktionen bestehen, also die bereitstellbare Kapazität nachweislich dauerhaft unter dem physikalischen Bedarf liegt, ist - so lange die Engpassbeseitigung (gemäß § 16) wirtschaftlich nicht zumutbar ist - die Bildung von Regelzonen zulässig. Die diskriminierungsfreie Einrichtung von Bilanzkreisen und die Schaffung eines nach marktwirtschaftlichen Prinzipien funktionierenden Regelenenergiemarktes sind zu gewährleisten. Jede Regelzone ist durch einen Regelzonenverantwortlichen zu koordinieren, der nach transparenten, verbindlichen Regeln arbeitet. Die Bildung von Regelzonen wird durch die Regulierungsbehörde überwacht.

(7) Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den Energiehandel zu erleichtern, indem sie den erforderlichen Informationsaustausch mit den Kunden unter Nutzung moderner Informationstechnik organisieren. Dabei sind einheitliche europäische Standards anzustreben. Die Koordination auf europäischer Ebene obliegt der Regulierungsbehörde.

c. § 16 ist um die Absätze 6 und 7 zu ergänzen:

(6) Zur Sicherstellung ausreichender Netzkapazität sind nationale und internationale Engpässe durch geeignete Maßnahmen zu beseitigen, es sei denn, die Beseitigung ist wirtschaftlich unzumutbar. Dennoch weiterhin auftretende Engpässe sind im Rahmen marktwirtschaftlicher und transparenter Mechanismen zu behandeln und zu überwinden. Die aus der Engpassituation resultierenden Mehrerlöse sind zur Beseitigung der Engpässe zu verwenden. Investitionsmittel sind derart einzusetzen, dass sie das Ziel der effizienten Leistungsbereitstellung fördern. Kapazitätshortung ist unzulässig. Die Bundesregierung legt durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates Einzelheiten für die Durchführung der Verfahren nach Satz 1 und 2 fest. Die konkrete Ausgestaltung der Maßnahmen orientiert sich an den Grundsätzen der Transparenz und der Diskriminierungsfreiheit. Die Bundesregierung kann diese Ermächtigung auf die Regulierungsbehörde übertragen.

Der WEG lehnt investitionslenkende oder -verpflichtende Vorschriften ab.

(7) Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Erdgasversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone liegt vor, wenn ernsthaft zu besorgen ist, dass örtliche Ausfälle des Fernleitungs- bzw. Verteilernetzes oder kurzfristige Netzengpässe auftreten, oder wenn ernsthaft zu besorgen ist, dass die Einhaltung der Erdgasbeschaffenheit (gemäß DVGW G 260) oder Stabilität durch die Fernleitungsnetz- oder Verteilernetzbetreiber nicht in erforderlichem Maße gewährleistet werden können. Eine Störung liegt vor, wenn die Gefährdung eingetreten ist.

d. An § 20 Abs. 1 ist anzufügen:

Im Sinne des § 1 Abs. 2 ist das bereits bestehende transaktionsunabhängige Modell für den Netzzugang im Elektrizitätsbereich weiterzuentwickeln und im Erdgasbereich ebenfalls ein einheitliches transaktionsunabhängiges Entry-Exit-Modell einzuführen und weiterzuentwickeln.

Diese Forderung wird von der Stromwirtschaft nicht unterstützt. Sie ist der Auffassung, dass sich das Netzzugangsmodell im Elektrizitätsbereich bewährt hat.

e. § 20 Abs. 2 ist wie folgt zu fassen:

(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können den Zugang nach Absatz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass sie nicht über die nötige Kapazität verfügen oder ihnen wegen im Rahmen von Gaslieferverträgen eingegangenen unbedingten Zahlungsverpflichtungen ernsthafte wirtschaftliche und finanzielle Schwierigkeiten entstehen würden. § 25 findet entsprechende Anwendung. Die Ablehnung ist substantiiert in Textform zu be-

gründen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Auf Verlangen der beantragenden Partei muss die Begründung im Falle eines Kapazitätsmangels auch aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes erforderlich wären, um den Netzzugang zu ermöglichen; die Begründung kann nachgefordert werden. ~~Für die Begründung nach Satz 3 kann ein angemessenes Entgelt verlangt werden, sofern auf die Entstehung von Kosten zuvor hingewiesen worden ist.~~ Potenziellen Kunden darf der Netzzugang aus Kapazitätsgründen nicht verweigert werden, wenn sie bereit sind, die ggf. notwendigen Kosten zum Ausbau des betreffenden Netzes zu tragen.

Hierzu gibt die Stromwirtschaft Folgendes zu bedenken: Neben der Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit sei es eines der wesentlichen Ziele des Gesetzes, die kostengünstige Versorgung von Letztverbrauchern mit Energie zu gewährleisten. Zu Recht habe der Bundesrat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 die Gefahr erkannt, dass dieses Ziel konterkariert würde, wenn jeder Netzzugangspetent ohne Rücksicht auf die vorhandenen Netzstrukturen einen Zugangsanspruch nach seiner Wahl erhalte. Dieses Problem zeige sich insbesondere bei Großverbrauchern oder Arealnetzbetreibern, die in der jüngsten Vergangenheit zunehmend auf Kosten der Massenkunden einen Anschluss in der vorgelagerten Spannungsebene anstreben. Das Geschäftsmodell der Arealnetzbetreiber beruhe darauf, sich gezielt Gebiete mit vorteilhafter Versorgungsdichte und hohem Energiebedarf auszusuchen. Dadurch verschlechtere sich die allgemeine Versorgungsstruktur, wodurch die Preise der Versorgung im öffentlichen Verteilernetz für die verbleibenden Letztverbraucher stiegen, da die fixen Netzerhaltungs- und -ausbaukosten auf weniger Schultern verteilt werden müssen. Insgesamt wird dadurch ein Preisvorteil einer kleinen Gruppe zu Lasten der breiten Masse an Letztverbrauchern in einem Versorgungsgebiet erkaufte. Hinzu komme eine zunehmende Zersplitterung der Versorgungsnetze und eine steigende Gefahr von so genannten Stranded Investments.

3.b Netzzugang Strommarkt

Anders als im Entwurf vorgesehen, muss das EnWG Bestimmungen zum Umgang mit Netzengpässen vorsehen. Diese sind vorrangig durch technische oder betriebliche Maßnahmen, etwa Schalthandlungen, zu beheben. Dauerhafte Engpässe sind gemäß der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel durch marktwirtschaftliche Mechanismen zu beheben. Die resultierenden Erlöse sind zur Beseitigung der Engpässe zu verwenden. Investitionsmittel sind derart einzusetzen, dass sie das Ziel der effizienten Leistungsbereitstellung fördern. Kapazitätshortung ist unzulässig. Konkrete Vorgaben zur Engpassbeseitigung sollten in einer Verordnung enthalten sein.

- Bei der Engpassbewirtschaftung müssen die Netzbetreiber zur unverzüglichen Veröffentlichung bei auftretenden Engpässen und geplanten Maßnahmen zu ihrer Behebung verpflichtet werden.
- Erlöse aus der Bewirtschaftung von Engpässen müssen zweckgebunden zur Beseitigung des entspre-

chenden Engpasses verwendet werden. Davon darf nur abgewichen werden, wenn es sich nicht um einen strukturellen, sondern lediglich um einen temporär auftretenden Engpass handelt, sodass aus gesamtwirtschaftlicher Sicht größere Investitionen in eine dauerhafte Beseitigung des Engpasses mangels Nachfrage nicht gerechtfertigt erscheinen.

- Mehr Transparenz hinsichtlich von Daten, Kosten und Erlösen der Netzbetreiber (u. a. Veröffentlichung von Last- u. Strukturdaten, Abwicklung von EEG-Mengen und Kostenwälzung, Kosten und Erlössituation zu diversen Einzelpositionen u. a. Bereitstellung von Regelenergie, Bilanzausgleich, Deckung von Netzverlusten, Intra-Day-Handel).

Vorschlag:

§ 13 nach Abs. 7 ergänzen durch einen **neuen Absatz 8**, der von der Stromwirtschaft allerdings nicht unterstützt wird.

„(8) Zur Sicherstellung ausreichender Netzkapazität sind nationale und internationale Engpässe vorrangig durch technische oder betriebliche Maßnahmen zu beseitigen, es sei denn, es ist wirtschaftlich unzumutbar. Dennoch weiterhin auftretende Engpässe sind im Rahmen marktwirtschaftlicher und transparenter Mechanismen zu behandeln und zu überwinden. Die daraus resultierenden Erlöse sind zur Beseitigung der Engpässe zu verwenden. Investitionsmittel sind derart einzusetzen, dass sie das Ziel der effizienten Leistungsbereitstellung fördern. Kapazitätshortung ist unzulässig. Das BMWA legt durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates Einzelheiten für die Durchführung der Verfahren nach Satz 1 und 2 fest. Die konkrete Ausgestaltung der Maßnahmen orientiert sich an den Grundsätzen der Transparenz und der Diskriminierungsfreiheit. Das BMWA kann diese Ermächtigung auf die Regulierungsbehörde übertragen.“

4. Werksnetze

Im Zusammenhang mit der Versorgung von industriellen Komplexen, aber auch räumlich bzw. durch eine andere Betreiberfrequenz technisch abgegrenzten Bereichen bei Bahn und Luftverkehr, haben sich im Zuge der ursprünglichen reinen Eigenversorgung Werksnetze entwickelt, über die heute auch Dritte mit Energie versorgt werden. Ersichtlich unterfallen diese Netze nicht dem Regelungsbereich des Gesetzes und dem Tätigkeitsbereich der Regulierungsbehörde. Zu Recht sieht deshalb der Regierungsentwurf eine Ausnahmenvorschrift in § 110 für Werksnetze vor. Allerdings ist die bisherige Definition der Werksnetze nicht weit genug, um alle Formen - wie gewollt - zu erfassen. Denn aufgrund struktureller Veränderungen haben sich einzelne Netze so entwickelt, dass auf dem räumlichen Tätigkeitsfeld nicht nur eigene und verbundene Unternehmen, sondern auch Dritte angeschlossen und über dieses Netz mit Energie versorgt werden. Insofern ist durch den Negativausschluss („und nicht der allgemeinen Versorgung dienen“) nicht sichergestellt, dass diese Werksnetze unter die Ausnahmenvorschrift fallen. Es wäre wünschenswert, wenn der Begriff der allgemeinen Versorgung, wie er in § 110 verwendet wird, präziser als bisher definiert würde.

Die Stromwirtschaft trägt die folgenden Vorschläge allerdings nicht mit, soweit sie über die betriebsinterne Versorgung hinausgehen und Dritte mit einbeziehen.

Vorschlag:

- a. Streichen in § 110 S. 1:

„auf einem räumlich zusammenhängenden Werksgebiet“ und als Satz 2 einfügen: „Auf den Betrieb von Energieversorgungsnetzen, die sich auf zusammenhängenden Grundstücken und nicht auf öffentlichen Wegen und Straßen befinden sowie hinsichtlich der abgegebenen Energiemenge überwiegend der Belieferung von Kunden des produzierenden Gewerbes, die untereinander in intensiven Liefer- oder Geschäftsbeziehungen stehen, oder von Schienenbahnen und von Flughafenarealen dienen (industrielle Werksnetze), finden Teil 2, 3 und 4 sowie §§ 4, 52, 92 und 115 keine Anwendung, sofern ein diskriminierungsfreier Netzzugang Dritter auf andere Weise sichergestellt wird.“

- b. Ergänzung in § 3 Ziff. 18:

Nicht als Energieversorgungsunternehmen gilt ein Unternehmen, soweit es überwiegend über Netze gemäß § 110 versorgt und die Verfügungsbefugnis an diesen Netzen besitzt.

5. Netzanschluss /Baukostenzuschuss

Die folgenden Überlegungen und Forderungen erfolgen aus Sicht der Netznutzerverbände im BDI. Die Stromwirtschaft vertritt die Auffassung, dass BKZ auch zukünftig eine Steuerungsfunktion zukommt.

In der Vergangenheit machte es für industrielle Energieabnehmer keinen merklichen Unterschied, in welchem Netzbereich der Anschluss erfolgte. Dies hat sich mit der Einführung der Kostenwälzung gemäß Verbändevereinbarung VV II geändert. Der Anschluss entscheidet wesentlich mit über die Höhe des Netzentgeltes. Deshalb muss das wirtschaftliche Interesse des Anschlussnehmers an günstigen Netzentgelten bei der Festlegung des Netzanschlusses berücksichtigt werden.

Baukostenzuschüsse (BKZ), die nach der AVBEltVerordnung für die Errichtung vorgelagerter Netze in gewissem Umfang von Tarifabnehmern gefordert werden durften, stellen in erster Linie ein Finanzierungsinstrument dar, mit dem der Netznutzer ein Teil der Netzinvestitionen vor- oder auch nachfinanziert. Im Zusammenhang mit der Bildung kostenorientierter Netznutzungsentgelte haben BKZ heute keine Berechtigung mehr, weil die notwendigen Investitionsmittel über die Netzentgelte „verdient“ werden. Die Erhebung von BKZ widerspricht dem Gebot der Kosten- und Entgelttransparenz. Sie verhindern – da ihre Bemessung und Erhebung von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlich gehandhabt werden – die Vergleichbarkeit der Netzentgelte und können zur Diskriminierung führen. Die dem BKZ durchaus zukommende Steuerungsfunktion kann durch zeitlich befristete take-or-pay-Klauseln in Netznutzungs- oder Stromlieferverträgen zuverlässiger erreicht werden. Das Gesetz sollte im Hinblick auf die über den Tarifabnehmerbereich entstandene Praxis im Sonderkundenbereich aussprechen, dass künftig keine Baukostenzuschüsse mehr erhoben werden dürfen.

Vorschlag:

Anfügen an § 17 Abs. 1 zur Klarstellung:

Für Netzanschlüsse stehen unter Berücksichtigung eines sicheren Netzbetriebes alle technisch geeigneten

Anschlusspunkte zur Verfügung. Die Bestimmung des Anschlusspunktes an das Netz des Netzbetreibers erfolgt unter Einbeziehung des Anschlussnehmers. Dabei ist dem Interesse des Anschlussnehmers und der Gesamtheit der Netzkunden an kostengünstigen Lösungen Rechnung zu tragen. Baukostenzuschüsse für das vorgelagerte Netz werden nicht erhoben.

6. Finanzierung der Regulierungsbehörde durch Beiträge

Nach den Vorstellungen des Regierungsentwurfs soll der notwendige Aufwand der neuen Regulierungsbehörde teilweise durch die Erhebung von Beiträgen bei den Netzbetreibern finanziert werden. Die vorgesehene Regelung in § 92 ist verfassungsrechtlich sehr zweifelhaft. Öffentliche Aufgaben, wie die Einrichtung und Betrieb der Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt, sind grundsätzlich aus Steuermitteln zu finanzieren. Der BDI hat zu diesem Thema ein Positionspapier entwickelt (**Anlage**), auf das verwiesen wird.

Hinzu kommt, dass bei einer beitragsfinanzierten Behörde nahezu jeder Anreiz fehlt, die Mittel und Ressourcen effizient und sparsam einzusetzen. Die durch die öffentlichen Mittel gesetzte Grenze hinsichtlich der Personalausstattung der Behörde würde entfallen. Ein Behördenwachstum wäre über kurz oder lang die Folge und stünde dem allgemeinen politischen Willen zur Entbürokratisierung und einer schlanken Regulierung des Strom- und Gasmarktes entgegen (so auch **Eichele / Krisch**, InfrastrukturRecht 2004, S. 220-223).

Vorschlag:

Ersatzlose Streichung von § 92.

7. Verbändeprivileg

Nach § 69 Abs. 1 sollen die Verbände der Energiewirtschaft umfassend verpflichtet werden, der Regulierungsbehörde zur Durchführung ihrer Aufgaben umfassend zu Auskünften über ihre Tätigkeit, Satzung und Beschlüsse sowie Herausgabe von Unterlagen verpflichtet werden. Damit wird das bisherige Verbändeprivileg, wie es noch im bestehenden Kartellrecht existiert, völlig abgebaut. Dies lehnt der BDI ab. Im Übrigen wäre es mit der in der Verfassung verankerten Koalitionsfreiheit schwer vereinbar, wenn Unternehmensverbände einer ausufernden Kontrolle staatlicher Behörden ausgesetzt werden. Eine auf dem Vertrauen der Mitglieder beruhende Verbandsarbeit, insbesondere auf dem beratenden Feld, wäre kaum mehr möglich. Die Verbände selbst müssten damit rechnen, dass Mitglieder aufgrund dieser weiten Auskunftspflichten den Verband verlassen.

Außerdem würde die Einführung eines Enqueterechts – wie in § 69 Abs. 10 mit Verweis auf Abs. 1 vorgesehen – zu einer Überregulierung führen. Die bereits bestehenden Befugnisse der Monopolkommission reichen aus, um die wettbewerbsrelevanten Phänomene zu untersuchen. Hinzu kommt, dass sich die neue Regulierungsbehörde nach § 64 zur Erfüllung ihrer Aufgaben fortlaufend der wissenschaftlichen Unterstützung bedienen kann. Damit ist die Einführung eines Enqueterechts im EnWG so überflüssig wie im Kartellrecht.

Vorschlag:

- a. Einfügen in § 69 Abs. 1 S. 1 nach dem Wort: „, Aufgaben“ die Wörter **der Missbrauchskontrolle** erforderlich ist,“

- b. Ändern § 69 abs. 1. Satz 2 wie folgt:

„Gegenüber **Verbänden** der Energiewirtschaft gilt Satz 1 Nr. 1 und 3 **nur** entsprechend hinsichtlich ihr Satzung und Beschlüsse sowie“

- c. § 69 Abs. 10 wird **ersatzlos gestrichen**.

8. Klagerecht/ Vorteilsabschöpfung durch Verbände

§ 32 sieht für Verbände und Verbraucherschutzinstitutionen ein Klagerecht vor. Die Begründung verweist auf das Kartellrecht. Allerdings rechtfertigt dies nicht, im EnWG ein Klagerecht für Verbände einzurichten. Denn im EnWG ist ein Beschwerderecht vorgesehen, das die Regulierungsbehörde in jedem Fall verpflichtet, über den Fall innerhalb einer engen Frist zu entscheiden. Damit steht jedem einzelnen Betroffenen die Möglichkeit offen, innerhalb einer kurzen Frist eine Entscheidung der Regulierungsbehörde über den Beschwerdegegenstand zu erhalten. Auf diese Weise ist ein umfassender Verbraucherschutz gewährleistet. Insofern besteht überhaupt kein rechtspolitischer Bedarf, dass Verbraucherschutz durch Verbände wahrgenommen wird.

§ 34 sieht eine zusätzliche Vorteilsabschöpfung durch Verbände vor. Die Vorschrift ist mangels eines Bedarfs zu streichen.

Vorschlag:

Ersatzlose Streichung von § 32 Abs. 2 und § 34.

9. Flexible Anpassung und Förderung der Marktentwicklung

Inhaltlich schreibt die Gesetzesvorlage den mit der VV II plus erreichten Stand auf dem Strommarkt fest. Ohne die durch Beschleunigungsrichtlinien notwendig gewordene Gesetzgebung wäre die Verbändevereinbarung VV II plus durch ein VV III weiterentwickelt worden. Die entsprechenden Gespräche mit den Verbänden einschließlich der zu behandelnden und weiterzuentwickelnden Marktregeln waren aufgenommen. Die bevorstehende Novelle hat zu einer schleichenden Beendigung der Gespräche ohne sichtbares Ergebnis geführt. Nach der Verabschiedung des novellierten Gesetzes droht erneut eine zeitliche Phase bis zu dem vorgesehenen Monitoringbericht, in der Gesetz- und Verordnungsgeber nicht auf Veränderungen und Notwendigkeiten des Strom- und Gasmarktes reagieren werden können. Die mit den Verbändevereinbarungen erreichte Anpassungsflexibilität geht verloren. Diese ist aber dringend geboten, um einerseits Fehlentwicklungen zeitnah entgegenwirken zu können und um andererseits das System zu effektuieren, damit es seinen Beitrag zur wettbewerbsfähigen und sicheren Energieversorgung leisten kann. Die Anpassungsflexibilität kann im jetzigen System ansatzweise nur gesichert werden, wenn der Regulierungsbehörde hinreichende Gestaltungsspielräume eingeräumt werden. Dies muss bereits im Gesetz geschehen und sollte in den relevanten Verordnungen zum Netzzugang und zum Netzentgelt konkretisiert werden.

Für reibungslose Abläufe im liberalisierten Strommarkt ist weiterhin die friktionsfreie, möglichst automatisierte Datenübertragung und Kommunikation zwischen Stromlieferanten und Händlern, Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern notwendig. Die Netzbetreiber müssen deshalb verpflichtet werden, den Energiehandel und die damit verbundenen Dienstleistungen zu unterstützen. Dabei sollte, um Aufwand zu minimieren, möglichst auf

vorhandene Plattformen und Lösungen aufgesetzt werden, wie sie die EDNA-Initiative bietet.

Vorschlag:

- a. Ergänzung zu § 12 Abs. 5:

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den Energiehandel und die dafür erforderliche Kommunikation und die Automatisierung der Geschäftsprozesse der Marktpartner zu unterstützen. Die Überwachung und Koordination obliegt der Regulierungsbehörde.“

- b. § 14 Abs. 1 verkürzen:

§§ 12 und 13 gelten für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben.

- c. Ergänzen in §§ 17 Abs. 3 Satz 1 Ziffer 2, 24 Abs. 1 Ziffer 2.:

Nach den Wörtern „...Bedingungen und Methoden festlegen“ das Wort einfügen: „verändern oder auf Antrag“ ...

Nach Auffassung der Stromwirtschaft ist der zu a) gemachte Vorschlag zu unbestimmt und könne daher keine Handlungspflichten für die Übertragungsnetzbetreiber auslösen. Zudem sei unklar, woher die Pflicht der Netzbetreiber zur Unterstützung eines Wettbewerbsbereichs wie des Energiehandels resultieren soll.

10. Verbandsausschuss

Um einerseits die Anpassungsflexibilität durch Erweiterung des Handlungsfeldes der Regulierungsbehörde zu verbessern, sollte auf der anderen Seite der Regulierungsbehörde auch der Sachverstand der Marktteilnehmer institutionalisiert zur Verfügung gestellt werden.

Vorschlag:

Anfügen an § 64:

3) Bei der Bundesregulierungsbehörde wird ein Verbandsausschuss jeweils für Elektrizität und Erdgas als Beratungsgremium eingesetzt. Er setzt sich aus Vertretern von Verbänden zusammen, die einerseits die energieverbrauchenden Unternehmen und andererseits die betroffenen Bereiche der Energieversorgungsunternehmen und erforderlichenfalls die Hersteller von Energietechnik und von Informations- und Kommunikationstechnik repräsentieren. Der Verbandsausschuss kann auch Regelungsbereiche identifizieren, die aufgrund der Marktentwicklungen verändert werden sollten.

11. Haftung

§ 11 Abs. 2 sieht vor, dass in Rechtsverordnungen auch eine Haftungsbeschränkung und –begrenzung getroffen werden kann. Die Verordnungsmächtigung sollte eine Beweislastumkehr vorsehen, da der Geschädigte in aller Regel nicht in der Lage ist, das Verschulden des Netzbetreibers für einen Schaden nachzuweisen. Es ist sachgerecht, im Niederspannungsbereich die Haftung auf Vorsatz und grobe Fahrlässigkeit zu beschränken. Nicht sachgerecht ist es, die Haftung für vorsätzliche Verursachung der Höhe nach zu begrenzen. Bei Vorsatz darf der Schadensersatzanspruch nicht verkürzt werden. Der voll-

ständige Ausschluss der Verschuldenshaftung in allen drei Varianten des Vorsatzes, der groben und leichten Fahrlässigkeit, wie er in § 11 Abs. 2, Satz 3 vorgesehen ist, erscheint nicht notwendig und ist nicht sachgerecht. Im Übrigen ist dieser Satz zu unklar, als dass daraus eine Verordnungsregelung im Detail abgeleitet werden kann.

Vorschlag:

- a. § 11 Abs. 2, Satz 2 wie folgt fassen:

„Dabei kann die Haftung für den Niederspannungsbereich auf vorsätzliche und grob fahrlässige Verursachung beschränkt und bei grober Fahrlässigkeit der Höhe nach begrenzt werden. Die Beweislast dafür, dass der Betreiber von Energieversorgungsnetzen weder vorsätzlich noch grob fahrlässig gehandelt hat, hat der Netzbetreiber zu tragen. Der Netzbetreiber haftet ferner nur für unmittelbare Schäden – mittelbare Schäden, die z. B. einem Transportknoten entstehen, obwohl der Netzbetreiber sich ordnungsgemäß verhielt, sind von der Haftung ausgeschlossen.“

- b. § 11 Abs. 2, Satz 3 der Entwurfsfassung ist **zu streichen**.

Die Forderungen werden von der Stromwirtschaft nicht mitgetragen, weil die geforderte Beweislastumkehr und Haftungsverschärfung unzumutbare Belastungen für die Netzbetreiber darstelle.

12. Vermiedene Netzentgelte/individueller Netzan-schluss

Wie schon in den Verbändevereinbarungen VV II und VV II plus vorgesehen sollte auch im Gesetz eine Regelung über die vermiedenen Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung vorgesehen werden.

In der Praxis werden besondere Anschlusssituationen einzelner Netznutzer, die nicht einer der sieben Netzebenen entsprechen, verursachungsgerecht berücksichtigt („singulärer Großkunde“). Das muss auch im Gesetz oder in einer Verordnung verankert werden.

- Angeforderte Einmalzahlungen der Netznutzer sind bei den Entgelten zu berücksichtigen; dazu muss zwischen Netzbetreiber und Netznutzer für die singulär genutzten Betriebsmittel ein angemessener finanzieller Ausgleich geschaffen werden; der Netzbetreiber muss dies transparent machen und diese Kosten bei der allgemeinen Entgeltberechnung kostenmindernd berücksichtigen.
- Keine Einschränkung des Netznutzers, sich ausschließlich an dem vom jeweiligen Netzbetreiber vorgesehenen, für ihn wirtschaftlich ggf. ungünstigen, technisch geeigneten Punkt an das Netz anzuschließen, ggf. Prinzip der Bestabrechnung. Industriekunden, für die theoretisch ein Direktleitungsbau zum Anschluss an eine höhere Spannungsebene in Frage käme, sollen Entgelte nur in der Höhe entrichten müssen, die der höheren Spannungsstufe entsprechen würden („quasi-singulärer Großkunde“).

Vorschlag:

- a. § 21 ist um einen Absatz zu ergänzen:

(5) Dezentrale Erzeugungsanlagen mit Ausnahme solcher, die bereits durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz erfasst sind, erhalten vom Netz-

betreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt, das den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten entspricht. Maßgebend ist die physikalische Entlastung im Netz. Die Methode zur Ermittlung der eingesparten Netznutzungsentgelte wird in einer Verordnung entsprechend § 24 geregelt.

b. § 24 Satz wird um eine weitere Ziffer ergänzt:

9. die Methoden zur Ermittlung der dezentrale Erzeugungsanlagen im Sinne des § 21 Abs. 5 eingesparten Netznutzungsentgelten festgelegt werden.

c. **Änderungen in der Netzentgeltverordnung** (von der Stromwirtschaft nicht mitgetragen):

NEVO § 19:

(2) Ist aufgrund vorliegender Verbrauchsdaten oder technischer Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag des Netzkunden vorhersehbar erheblich von den Preisfindungsgrundsätzen nach § 16 abweicht, so ist ein Netznutzungsentgelt zu bilden, das die besonderen Verhältnisse des Netzkunden angemessen berücksichtigt und auf dessen Beitrag zur zeitgleichen Jahreshöchstlast gem. §16 (1) beruht. Tritt diese Abweichung nicht ein, kann die Abrechnung der Netznutzung nach den allgemein gültigen Netznutzungsentgelten erfolgen.

(3) Von der Ermittlung eines einheitlichen Netznutzungsentgelts einer Netz- oder Umspannebene kann und soll im Einzelfall für Entnahmestellen von dieser Netz- oder Umspannebene mit Zustimmung der betroffenen Anschlussnehmer abgewichen werden, wenn durch deren Einspeise- oder Entnahmeverhalten für diese Netz- oder Umspannebene eine spürbare Senkung der Kosten ermöglicht oder eine spürbare Erhöhung der Kosten vermieden wird. Die jeweilige Kostenerhöhung bzw. -erniedrigung ist insofern dem Netznutzer zuzurechnen.

(3b) Sofern sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene durch einen Netznutzer genutzten Betriebsmittel ausschließlich von diesem genutzt werden, so ist zwischen dem Netzbetreiber und Netznutzer für diese singular genutzten Betriebsmittel gesondert ein angemessenes Entgelt festzulegen. Das Entgelt orientiert sich an den individuell zurechenbaren Kosten der Betriebsmittel und ist durch den Netzbetreiber gegenüber dem Netznutzer auf Anforderung nachzuweisen. Diese Kosten können nicht in der allgemeinen Kalkulation der Netzebene berücksichtigt werden. Der Netznutzer wird ansonsten bezüglich seines Netznutzungsentgelts so gestellt, als sei er direkt an die vorgelagerte Netzebene angeschlossen.

NEVO Anlage 4:

(4)

4. Die aus für die einzelnen Benutzungsdauergruppen resultierenden Werte der Gleichzeitigkeitsgeraden müssen den realen Verhältnissen dieser Benutzungsdauergruppe möglichst nahe kommen.

5. Jeder Netzbetreiber dokumentiert ausführlich das Verfahren, nach dem die Gleichzeitigkeitsfunktion

auf der Basis der Gruppenkalkulation nach Abs. 2 abgeleitet wurde und stellt diese Dokumentation auf Anforderung den betroffenen Netznutzern und der Regulierungsbehörde zur Verfügung.

13. Regelenergie

§ 22 trifft Bestimmungen zur Beschaffung von Regelenergie. Hier muss sichergestellt werden, dass die Beschaffung von Regelenergie wirtschaftlich effizient erfolgt. Dafür ist ein regelzonenübergreifendes gemeinsames Ausschreibungsverfahren erforderlich, das möglichst allen Anbietern von Regelenergie die Teilnahme an der Ausschreibung ermöglicht.

Darüber hinaus ist im Gesetz oder in der Verordnung zu verankern, dass

- die ÜNB neben dem viertelstündigen Regelzonensaldo auch die tatsächlich abgerufenen Minutenreserve und Sekundärregelenergie in sekundlicher Auflösung veröffentlichen müssen;
- die ÜNB die Mengen und Preise der Regel- und Ausgleichsenergie veröffentlichen müssen.

Vorschlag:

§ 22 Abs. 2 S. 1 ist zu ergänzen:

... Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen ist ein **Regelzonen übergreifendes, jeweils gemeinsames** diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden, bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Regelenergie für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, von den Betreibern von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen zu vereinheitlichen und so zu gestalten sind, dass eine möglichst große Anzahl von Anbietern sich an der jeweiligen Ausschreibung beteiligen kann.

Eine regelzonenübergreifende Ausschreibung von Regelenergie wird von der Stromwirtschaft nicht mitgetragen. Das Volumen an Regelenergie nehme durch die steigende Windenergieeinspeisung stetig zu. Daran ändere auch eine bundesweite Ausschreibung nichts. Anbieter von Regelenergie hätten gewisse notwendige technische Mindeststandards einzuhalten. Diese Standards gelten bereits bundesweit. Dasselbe gelte auch für Verlustenergie (14.).

14. Verlustenergie

Auch Verlustenergie muss bei Strom bundeseinheitlich und regelzonenunabhängig ausgeschrieben werden.

Darüber hinaus ist in Gesetz oder Verordnung zu verankern, dass die VNB und ÜNB die Mengen und Preise der Verlustenergie veröffentlichen müssen

Vorschlag:

(1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben die Energie, die sie zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigen, nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen. Dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung ist bei der Ausgestaltung der Verfahren, zum Beispiel durch die Nutzung untertäglicher Beschaffung **auch durch die Netznutzer**, besonderes Gewicht

beizumessen, sofern hierdurch nicht die Verpflichtungen nach §§ 13 und 16 gefährdet werden.

15. Kein Vorrang Erneuerbarer Energien

Bei der Systemverantwortung der Netzbetreiber sind zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen jeweils die verhältnismäßigen Maßnahmen zu treffen. Es gibt keine Rechtfertigung, in diesem Zusammenhang bestimmte Netzinanspruchnahmen (z. B. für Elektrizität aus erneuerbaren Energien) zu privilegieren.

Vorschlag:

§ 13 Abs. 1 Satz 2 ist ersatzlos zu streichen.

16. Regulierungsverfahren und Zuständigkeiten

Der EnWG-E sieht im ersten Schritt eine ex-ante-Methodenregulierung in Kombination mit einer ex-post-Missbrauchsaufsicht vor: Grundsätze, Regelungen und Methoden für Netzzugang und Entgeltberechnung werden in Gesetz und Verordnungen niedergelegt, deren Einhaltung ex-post überprüft werden kann. Im Gegensatz dazu fordert der Bundesrat eine ex-ante-Einzelfallgenehmigung von Bedingungen und Entgelten.

Entscheidend ist weniger die Frage, ob ex-ante oder ex-post reguliert wird, sondern vielmehr, dass überhaupt zu einem bestimmten Zeitpunkt die Instrumente Vergleichsverfahren und Anreizregulierung bundesweit einheitlich durchgeführt werden und die Ergebnisse für die Netzbetreiber bindend gelten und nicht durch jegliches Rechtsmittel gleich wieder außer Kraft gesetzt werden können. Bei einer ex-ante-Regulierung ist daher darauf zu achten, dass die ex-ante-Genehmigung der Entgelte nur **nach** Durchführung dieser Instrumente erfolgen darf. Denn sonst wären die ohne derartige Prüfung genehmigten Entgelte für einige Zeit „rechtmäßig“ und könnten einem Vergleichsverfahren nicht mehr unterzogen werden. Daher müsste bei einer ex-ante-Regulierung nach den Vorstellungen des Bundesrates die Genehmigungen unter Vorbehalt oder befristet ausgestellt werden.

Die gleichen Überlegungen gelten auch zur Forderung des Bundesrats, die Netzentgelte für ausschließlich in einzelnen Bundesländern gelegene Netze durch Landesbehörden genehmigen zu lassen. Wichtig ist auch hierbei vor allem, dass vor einer Einzelfall-Genehmigung diese Verteilernetze einem bundesweiten Vergleich unterworfen werden.

Nach Auffassung der Stromwirtschaft sollte an der von der Bundesregierung vorgeschlagenen normativen ex-ante-Methodenregulierung verbunden mit einer ex-post-Missbrauchsaufsicht festgehalten werden. Internationale Benchmarks verböten sich aufgrund der nationalen Besonderheiten der jeweiligen Märkte von selbst.

Die Regulierungsbehörde muss nach In-Kraft-treten des EnWG **schnell** handlungsfähig werden. Dazu muss sie die Netznutzungsentgelte zunächst in einem ex-post-Verfahren im nationalen und internationalen Maßstab vergleichen, um nach klaren Regeln missbräuchlich überhöhte Entgelte in einem ersten Schritt absenken zu können. Dieses Verfahren wird dazu führen, dass der Abstand zwischen dem teuersten und günstigsten Netzbetreiber kleiner wird. Es wird aber **nicht** dazu führen, dass die Netzbetreiber mit relativ günstigen Netzentgelten noch effizienter werden. Insofern muss die Regulierungsbehörde die Übergangszeit nutzen und ein Daten- und Vergleichssystem aufbauen, mit dem die Unternehmensdaten gesammelt, aufbewahrt und analysiert werden können, um damit neben der Kostenkontrolle auch eine wirksame Vergleichsmarktanalyse und ein Benchmarking zur Effizienzsteigerung durchführen zu können. D.h.: Beginnend mit der ex-post-Kontrolle über die Anwendung der ex-ante-Methoden/Regeln bei Netzzugang und Netzentgelten muss die Regulierungsbehörde schnell (maximal innerhalb einer Zweijahresfrist) zur ex-ante-Festlegung von Netzentgelten kommen, die flächendeckend zur Effizienzverbesserung der Dienstleistung Netz führt.

Anlage**Positionspapier****Keine Finanzierung der Regulierungsbehörden durch Kostenabwälzung auf die jeweilige Wirtschaftsbranche**

Nach Vorstellungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen einen Beitrag zur Finanzierung („Regulierungsbeitrag“) an die für eine nach In-Kraft-Treten eines novellierten EnWG eine breitere Tätigkeit aufnehmende „Regulierungsbehörde für Energie, Gas, Telekommunikation und Post (REGTP)“ zu entrichten (§ 88 Abs. 1 EnWG-E).

Das BMWA soll im Energiewirtschaftsgesetz eine Verordnungsermächtigung zu Ausgestaltung und Höhe des Beitrages erhalten. Die Erhebung eines solchen Beitrages gab es in Deutschland bisher nicht. Eine entsprechende Regelung im Telekommunikationsgesetz ist trotz Kritik aus der Industrie am 26. Juni 2004 in Kraft getreten.

Der BDI lehnt die gesetzliche Verankerung der Finanzierung von Regulierungs- und Aufsichtsbehörden durch Kostenabwälzung auf die jeweilige Wirtschaftsbranche ausdrücklich ab und fordert die Bundesregierung auf, die betreffenden Vorschriften zu streichen.

Begründung**1. Keine zwingende Umsetzung europäischer Vorgaben**

In den Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas wird ein derartiger Beitrag nicht ausdrücklich gefordert oder verboten. Vielmehr wird die vollkommene Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden von den Interessen der Elektrizitäts- bzw. Gaswirtschaft gefordert.

2. Umsetzung ist verfassungsrechtlich zweifelhaft

Die in der vorgeschlagenen Form geplante Umsetzung der Erhebung des Regulierungsbeitrages begegnet verfassungsrechtlichen Bedenken.

Öffentliche Aufgaben sind grundsätzlich nur aus Steuern zu finanzieren. Andere staatliche Maßnahmen dürfen dieses Prinzip nicht aushöhlen oder unterlaufen. Das gilt für Bund und Länder gleichermaßen. Ein Wahlrecht des Gesetzgebers zwischen Steuern und nichtsteuerlichen Abgaben besteht deshalb grundsätzlich nicht. Nichtsteuerliche Abgaben bedürfen einer besonderen Rechtfertigung, müssen sich von der Steuer deutlich unterscheiden, müssen der Belastungsgleichheit der Abgabepflichtigen Rechnung tragen und bedürfen wegen des Grundsatzes der Vollständigkeit des Haushaltsplans und der daraus resultierenden Budgethoheit im Parlament und Regierung einer verfassungsrechtlichen Rechtfertigung.

Das Bundesverfassungsgericht hat in einer Reihe von Entscheidungen Geldleistungspflichten, die einem begrenzten Personenkreis im Hinblick auf vorgegebene besondere wirtschaftliche Zusammenhänge gesetzlich auferlegt worden sind, nicht als steuerliche Abgaben oder Vorzugslasten, sondern als „Sonderabgaben“ qualifiziert, und grundsätzlich für verfassungsrechtlich zulässig erklärt. Die Auferlegung der Sonderabgabe bedarf keiner ausdrücklichen verfassungsgesetzlichen Spezialermächtigung. Die Kompetenz des Gesetzgebers zur Einführung außersteuerlicher Abgaben kann vielmehr aus den allge-

meinen Sachzuständigkeiten nach Art. 73 ff. GG hergeleitet werden.

Für derartige Sonderabgaben hat das BVerfG vier eng auszulegende Zulässigkeitskriterien herausgearbeitet:

- Verfolgung eines Sachzwecks, der über bloße Mittelbeschaffung hinausgeht
- Homogenität der betroffenen Gruppe
- Finanzverantwortung der betroffenen Gruppe
- „gruppennützige“ Verwendung des Abgabebaufommens im Interesse der Gruppe der Abgabepflichtigen.

Vor allem das letzte Erfordernis ist nach Auffassung des BDI für den vorgesehenen Regulierungsbeitrag nicht gegeben. Denn der Gruppennutzen, der eine Sonderabgabe rechtfertigen soll, muss in einem greifbaren und nachweisbaren konkreten Nutzen bestehen. Dieser ist jedenfalls nicht von vornherein gegeben, weil nicht auszuschließen ist, dass die Objekte der Regulierung im Vergleich zum Status Quo Nachteile in Kauf nehmen müssen. Ein ungewisser Gemeinnutzen reicht nicht aus, da nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts die Sonderabgabe ein spezielles Instrument ist, das gegenüber der Steuer die „seltene Ausnahme zu sein hat“. Aus diesem Ausnahmecharakter folgt, dass die Zulässigkeitskriterien strikt auszulegen und anzuwenden sind. Die Finanzierung der Regulierungsbehörde durch Kostenabwälzung mittels Regulierungsabgabe auf die jeweilige Wirtschaftsbranche verstößt mithin gegen Grundsätze des Verfassungsrechts. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch die fehlende Auseinandersetzung mit verfassungsrechtlichen Fragen in der Begründung des Gesetzentwurfs.

3. Keine Vergleichbarkeit mit anderen Sektoren

Im allgemeinen Kartellrecht besteht keine entsprechende Zahlungsverpflichtung. Warum im Bereich des sektorspezifischen Wettbewerbsrechts für die Energie- und Telekommunikationsmärkte eine Finanzierung durch die auf diesen Märkten tätigen Unternehmen erfolgen soll, ist nicht nachvollziehbar.

Der Einwand, die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht werde durch eine vergleichbare Beitragserhebung (mit)finanziert, greift nicht. Das Verwaltungsgericht Köln hat Anfang 2004 die entsprechende Kostenverordnung der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BAFIN) für verfassungswidrig erklärt. Es liege ein Verstoß gegen Art. 3 GG vor, weil Finanzdienstleister im Vergleich zu Banken stärker belastet würden. Eine Vorlage an das Bundesverfassungsgericht zur Klärung der grundsätzlichen Frage der Zulässigkeit solcher Sonderabgaben erfolgte nicht, wurde aber als Problem erkannt.

4. Keine Finanzierung der Eingriffsverwaltung durch Sonderabgaben

Die rechtliche Gestaltung der Wirtschaftspolitik ist Staatsaufgabe. Das gilt auch für spezifische Märkte. Die Ausgestaltung dieser Staatsaufgabe durch spezifische Regulierungsaufgaben ist davon nicht zu trennen. Es wäre daher ein seltsames Staatsverständnis, die Verwirklichung der Ziele der Wirtschaftspolitik von den Akteuren indirekt bezahlen zu lassen, die entweder Hauptbelasteter der Regulierungsaufgaben sind oder denen Freiraum

durch staatliche Rahmengesetzgebung verschafft werden soll.

Die knappen staatlichen Gelder müssen effizient eingesetzt werden. Dies setzt einer übermäßigen Personalausstattung der Behörde eine natürliche Grenze. Sonst fehlt jeder Anreiz, die Behörde nur mit dem Notwendigen auszustatten. Es kann darüber hinaus bezweifelt werden, dass ein wie derzeit vorgesehenes komplexes und damit aufwändiges Verfahren zur Ermittlung, Aufteilung und Abrechnung des Beitrages wirtschaftlich effizient gestaltet werden kann.

Das Non-Affektationsprinzip verpflichtet den Staat zur neutralen Verwendung eingenommener Mittel. Es drängt sich daher der Eindruck auf, dass es sich bei dem geplanten Beitrag um ein einnahmeorientiertes Modell des Bundesfinanzministers handelt. Durch eine "Sonderfinanzierung" wird das BMF sehr wahrscheinlich nicht ge-

neigt sein, die Abschaffung der Regulierungsbehörde zum gegebenen Zeitpunkt anzustreben.

5. Keine zusätzlichen Belastungen für die Unternehmen erzeugen

Durch den erhobenen Regulierungsbeitrag entstünde eine Kostenbelastung für Unternehmen, die sich u. U. gesamtwirtschaftlich zu Lasten des Verbrauchers – etwa durch Weiterwälzung der als Sonderabgabe abzuführenden Beiträge - und als Investitionshemmnis auswirken kann. Für eine innovationsfördernde Standortpolitik wird durch den geplanten Regulierungsbeitrag völlig falsches Zeichen gesetzt: Unternehmen in neuen Märkten werden be statt entlastet.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1504

19. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)**

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer,
weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

**Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte
schaffen (BT-Drucksache 15/3998)**

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer
Abgeordneter und der Fraktion der FDP

**Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare
ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)**

Industrie- und Handelskammer zu Köln

Die Industrie in Nordrhein-Westfalen steht in starkem Wettbewerb mit Herstellern aus Ländern mit niedrigeren Energiepreisen. So liegt der Industriestrompreis eines mittelständischen Industrieunternehmens in Frankreich um 21 % unter den deutschen Preisen. Bei Großunternehmen beträgt der Preisunterschied immer noch 19 %. Zum einen stellen die deutschen Sonderabgaben wie EEG, KWKG und Öko-Steuer eine besondere Belastung dar. Deutlich höher als in den Wettbewerbsländern liegen aber auch die Netznutzungsentgelte, die durch die Verbändevereinbarungen Strom und Gas nicht transparent gemacht oder gesenkt werden konnten.

Die Industrie- und Handelskammern in Nordrhein-Westfalen begleiten seit der Liberalisierung des Energiemarktes die Marktentwicklung intensiv und drängen dabei in Abstimmung mit den Energieanbietern auf eine Kostentlastung der Industrie. Nordrhein-Westfalen ist nicht nur der größte Energieerzeuger Deutschlands sondern mit seiner Wirtschaft, insbesondere seiner Industrie, auch besonders energieintensiv. Die nunmehr vorgesehene Einrichtung der Regulierungsbehörde wird daher von uns begrüßt.

Wesentliche Eckpunkte der vorliegenden Novelle sind für uns:

1. Die Regulierungsbehörde sollte bundesweit zuständig sein. Eine Zersplitterung der Zuständigkeit auf die Länder schafft zusätzliche Bürokratie und beinhaltet das Risiko landesunterschiedlicher Regelungen.
2. Die Finanzierung der Regulierungsbehörde sollte möglichst aus Steuermitteln erfolgen. Bei der Finanzierung über Gebühren werden die Gebühren auf die

Energiekunden abgewälzt. Ob Steuer oder Gebühr, letztlich zahlt diese Kosten der Verbraucher. Außerdem vergrößern Gebührentatbestände den bürokratischen Aufwand und schaffen u. U. Interessenkonflikte, die die Behörde in ihrem Ermessen beeinflussen.

3. Die im Gesetzentwurf vorgesehene Anreizregulierung ist der richtige Weg. Sie wird von uns begrüßt. Jedoch alle Details im Gesetz festzuschreiben beschränkt die Regulierungsbehörde bei der Entwicklung eines optimalen Systems (Selbstlernsystem). Das vorgesehene "Benchmark" sollte die Erfahrungen aus anderen EU-Ländern im Sinne eines Vergleichsmarktkonzeptes berücksichtigen und nicht auf den engen nationalen Markt begrenzt bleiben.
4. Die in der Novelle vorgesehene Kostenorientierung bei der Entgeltfestsetzung schafft keine Transparenz. Sie ermöglicht den Netzbetreibern Kosten einzukalkulieren, die für einen rationellen Betrieb überflüssig sind und reduziert die Anreizwirkung. Die Kalkulationsmethode sollte deshalb nicht im Gesetz verankert werden. Dies wäre eine Fortschreibung des Ist-Zustandes der Verbändevereinbarungen und würde das "Selbstlernsystem" der Anreizregulierung beschränken. In den Netzzugangsverordnungen sollte die Kalkulationsmethode nur mit einer kurzen Frist festgelegt werden, nach deren Ablauf das weitere Vorgehen auf der Basis eines Erfahrungsberichtes der Regulierungsbehörde neu zu entscheiden ist.

Wir würden uns freuen, wenn Sie diese Anregungen in Ihre weiteren Diskussionen aufnehmen könnten.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1507

23. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)**

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer,
weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

**Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte
schaffen (BT-Drucksache 15/3998)**

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer
Abgeordneter und der Fraktion der FDP

**Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare
ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)**

Einkaufsgemeinschaft Energieversorgungsunternehmen EGEVU

Nachfolgend, die kritischen Regelungen im Regierungsentwurf zum EnWG (RegE), die für die Lokalversorger zu **enormen** bürokratischen Belastungen und Wettbewerbsverzerrungen führen.

Im Gesetz müssen Möglichkeiten geschaffen werden, durch **vereinfachte Verfahren** und **Reduktion bürokratischer Anforderungen** sowohl kleinere Unternehmen als auch die Behörde von hohen Verwaltungskosten zu entlasten. Die konkrete Ausgestaltung der Vereinfachungsmöglichkeiten soll im Ermessen der Regulierungsbehörde liegen. Das Gesetz ist diesbezüglich flexibel auszulegen, damit die Behörde auf schnelle, unumkehrbare Fehlentwicklungen unverzüglich reagieren kann.

**I. Vereinfachung der Entflechtungsbestimmungen
(Unbundling):**

Nach dem RegE sind entsprechend der EU-Richtlinie Versorgungsunternehmen mit weniger als 100.000 Kunden von der Verpflichtung zur gesellschaftsrechtlichen und operationellen Entflechtung von Netzbetrieb und Stromvertrieb befreit. Auf informationeller und buchhalterischer Ebene fordert der RegE auch von den kleineren Betrieben, die Sparten Netz und Energie strikt zu trennen. Die 100.000 Kunden – Regelung in der EU-Richtlinie sollte den Mitgliedstaaten ermöglichen, die

Entflechtungsanforderungen auch auf **weniger zentralisierte** Versorgungsstrukturen abstimmen zu können.

Kleinere, dezentrale Versorgungsunternehmen haben allein aufgrund ihrer Personalstärke und schlanken Verwaltungsstrukturen nicht die Möglichkeit, eine strikte buchhalterische und vor allem informationelle Trennung von Netz und Vertrieb ohne unverhältnismäßig hohen Aufwand zu realisieren. Dies würde für die Betriebe den Verlust **wertvoller Synergien** und **effizienter Verwaltungen** bedeuten. Will man dezentrale Versorgungsstrukturen mit kleineren Lokalversorgern nicht von vorn herein zerstören, müssen Möglichkeiten geschaffen werden, die Anforderungen an die informationelle Trennung bei diesen Unternehmen angemessen zu gestalten. Hierbei ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit zu berücksichtigen.

Wir schlagen deshalb folgende Ergänzung in § 9 (1) RegE vor:

„Für mittlere und kleine, vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen kann die Regulierungsbehörde nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit eine vereinfachte Umsetzung der Regelung definieren.“

II. Vereinfachungen bei den administrativen Aufgaben:

Für die **Veröffentlichungs-, Berichts- und Dokumentationspflichten** liegen keine nennenswerten Kostendegressionen im Hinblick auf die Unternehmensgröße vor. Gerade die mittleren und kleinen Stromversorger sind dadurch besonders stark belastet. Die Regulierungsanforderungen zur Bestimmung der **Netznutzungsentgelte** sowie der **Allgemeinen Preise** für die Grund- bzw. Ersatzversorgung über Kostenarten-, Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung gehen sehr tief ins Detail. Kleineren Betrieben steht für ein derart kompliziertes Rechnungswesen nicht das notwendige, hoch spezialisierte Fachpersonal zur Verfügung.

Bei den diesbezüglichen Anforderungen muss auf ein ausgewogenes Verhältnis zwischen bürokratischem Aufwand und auch gesamtwirtschaftlich zu betrachtendem Erkenntnisgewinn geachtet werden. Die Bedeutung der Kostenüberprüfung wird durch die zusätzliche Anwendung von Vergleichsverfahren und Anreizregulierung ohnehin relativiert. Bereits in § 12 BTOelt zur Stromtarifgenehmigung wird ein **vereinfachtes Verfahren** zur Darstellung der Kosten- und Erlösrechnung ermöglicht und in Bayern seit vielen Jahren mit gutem Erfolg praktiziert. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Regulierung der Allgemeinen Preise einen massiven staatlichen Eingriff in die Preisgestaltungsfreiheit darstellt, der die Betriebe ohnehin schon stark belastet.

Die Problematik tritt entsprechend bei der Verpflichtung zur Führung von mindestens drei **Differenzbilanzkreisen** für Ausgleichsenergie, Netzverluste und EEG-Einspeisungen gemäß §§ RegE 22, StromNZV 14 auf.

Zur Beibehaltung der Chancengleichheit bitten wir um Ergänzung im RegE: *Methoden zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte § 24, Methoden zur Bestimmung der Allgemeinen Preise für die Grund- bzw. Ersatzversorgung §§ 36, 39, Monitoring §§ 35, 51, Meldepflichten §§ 52, 69, Differenzbilanzkreis §§ RegE 22, StromNZV 14:*

„Die Regelungen können vereinfachte Anforderungen und Verfahren für kleinere Stromversorger vorsehen, um Unternehmen und Behörde vor überflüssigem Verwaltungsaufwand zu bewahren.“

III. Vergleichsverfahren, Anreizregulierung, Missbrauchsvermutung

Je kleiner ein Versorgungsgebiet ist, umso stärker können beim **Gebietsvergleich** RegE § 21 (3) *spezifische* Strukturmerkmale wirken. Eine wie im RegE umgesetzte Strukturklassenbildung mit nur wenigen, pauschalen Kriterien, wird solchen Versorgungsstrukturen nicht gerecht.

Hinsichtlich des Vergleichsverfahrens muss in RegE § 21 (4) ergänzt werden:

„Vor der Äußerung eines Missbrauchsverdachts hat die Regulierungsbehörde bei kleineren Netzbetreibern zu ermitteln, ob außer den verglichenen Strukturmerkmalen besondere Ausprägungen kostenrelevanter Strukturmerkmale vorliegen.“

Das dynamische **Anreizsystem** zur Effizienzverbesserung RegE § 21 (2) ist noch nicht ausreichend präzisiert. Die Anreizregulierung darf mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit und -qualität nicht gefährden. Die Netzbetreiber dürfen durch die Regulierungsvorgaben in ihrem eigenverantwortlichen Handeln und Entscheiden nicht unzulässig eingeschränkt werden. Sie tragen letztendlich uneingeschränkt die Verantwortung für eine sichere und umweltverträgliche Stromversorgung in ihrem Versorgungsgebiet. **Dem, der Verantwortung und Verpflichtungen trägt, müssen auch entsprechende Rechte eingeräumt werden!**

Bei vergleichsweise höheren Preisen für die Grundversorgung bzw. Netzdurchleitung geht der RegE §§ 40(1), 21(4) grundsätzlich von einem **Missbrauch** seitens des Versorgungsunternehmens aus. Die Missbrauchsvermutung setzt die verantwortlichen Versorger von vorneherein auf die Anklagebank. Die hohen Anforderungen an die **Entlastungsbeweisführung** (Beweislastumkehr) sowie die drastischen **Sanktionen** stellen bereits für große Stromunternehmen mit ihren Rechtsexperten eine enorme Herausforderung dar. Die kleineren Betriebe wären bei ihrer Rechtsverteidigung gegenüber Behörden oder vor Gericht unangemessen benachteiligt. Dies ist vor allem auch vor dem Hintergrund der vorherrschenden Rechtsunsicherheiten zu sehen.

Die Elektrizitätswirtschaft benötigt wieder klare und verlässliche Rahmenbedingungen. Auch Lokalversorger müssen ihre Rechtsposition effektiv und auf praktikable Weise verteidigen können:

Die generelle Beweislastumkehr gem. RegE § 40 ist für kleinere Betriebe zu entschärfen.

Die Sanktionen und Zwangs- bzw. Bußgeldandrohungen RegE §§ 94, 95 sind auf ein für die kleineren Unternehmen erfüllbares Maß zu begrenzen.

Die Missbrauchsaufsicht ist im Kartellrecht ausreichend geregelt.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15/1510

24. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

**Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)**

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

**Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte
schaffen (BT-Drucksache 15/3998)**

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

**Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare
ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)**

Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in
Deutschland - VRE - e.V

I. Allgemeines

Das Bundeskabinett hat am 13. August 2004 seinen Entwurf zur bevorstehenden Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes veröffentlicht, der auf dem Ende Februar veröffentlichten Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) basiert. Am 24. September hat der Bundesrat seine Stellungnahme zum Regierungsentwurf abgegeben. Die Gegenäußerung der Bundesregierung erfolgte am 27. Oktober. Ziel des Gesetzes ist die Umsetzung der Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die gemeinsamen Vorschriften für den Strom- und Erdgasbinnenmarkt.

Der VRE hält es für wichtig, sich eng an den EU-Vorgaben zu orientieren und die regulatorischen Eingriffe auf den Netzbereich zu begrenzen.

Wichtige Eckpunkte, an denen sich das Gesetz zu messen hat, sind daher

- die friktionslose und behutsame Weiterentwicklung des bisherigen Systems des Netzzugangs,
- die sachgerechte Fortentwicklung der Entgeltfindungsmethodik im Strombereich und die weitgehende Übernahme der entsprechenden bewährten Regelungen der VV Strom II plus, insbesondere die Beibehaltung der Nettosubstanzerhaltung,

- die klare Begrenzung der behördlichen Zuständigkeit auf den Bereich des natürlichen Netzmonopols und die klare Aufgabenabgrenzung von Bundesbehörde, Länderbehörden und Bundeskartellamt,
- die Begrenzung der Regulierungsaufgaben auf die Gewährleistung wirksamen Wettbewerbs im Netzbereich bei gleichzeitigem Erhalt der Versorgungszuverlässigkeit und -qualität,
- eine weitgehende normierende Regulierung, um Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten und die Größe der Behörde auf das Mindeste beschränken zu können,
- eine bundesweit einheitliche Anwendung der Regulierungsgrundsätze durch eine weitest gehende Aufgabenübertragung auf die REGTP und
- die strikte Vermeidung überflüssiger bürokratischer Verfahren.

Gemessen an diesen Forderungen begrüßt der VRE, dass die Verpflichtung der Regulierungsbehörden grundsätzlich auf die Sicherung des Wettbewerbs im Netzbereich und die Versorgungssicherheit beschränkt wurde. Der von der Bundesregierung favorisierte und in ihrer Gegenäußerung gegenüber dem föderalen Modell des Bundesrates ausdrücklich noch einmal betonte einheitliche Vollzug des EnWG durch die Schaffung eines zentralen bundeseinheitlichen Regulators wird wesentlich zur

Rechtssicherheit und Chancengleichheit aller Marktteilnehmer beitragen. Die in der Gegenäußerung der Bundesregierung vom 27.10.2004 angekündigte ex-ante Einzelgenehmigung von Erhöhungen der Netznutzungsentgelte bis zur Einführung einer Anreizregulierung steht im Widerspruch zu der bislang im Regierungsentwurf im Hinblick auf die Vielzahl der deutschen Stromnetzbetreiber zu Recht verfolgten ex-ante Methodenregulierung. Der VRE lehnt einen solchen Systemwechsel angesichts der damit verbundenen Vollzugsschwierigkeiten ab. Die Gefahr einer ausufernden Bürokratisierung wird nur durch die Absage an eine zwingende Einzelgenehmigung der Netznutzungsentgelte vermindert.

Aus Sicht der EnBW AG sollte nicht nur im Übergangszeitraum bis, sondern auch nach Einführung einer Anreizregulierung eine ex-ante Genehmigung der Erlösobergrenzen für jeden Netzbetreiber erfolgen. Dies führe nicht zu einer ausufernden Bürokratisierung.

Obwohl der vorliegende Gesetzentwurf hinsichtlich der Regulierungsmethodik in die richtige Richtung weist, besteht in einigen wesentlichen Punkten noch Verbesserungsbedarf. Dabei sind insbesondere zwei Mängel besonders hervorzuheben:

Zum einen schafft der Gesetzentwurf noch nicht die hinreichende Rechtssicherheit im Interesse der Kunden wie der Netzbetreiber: So ist insbesondere im ex-ante Bereich die Rollenteilung zwischen Ordnungsgeber und Regulierungsbehörde offen. Die grundlegenden Entscheidungen, namentlich die Bedingungen des Netzzugangs sowie die Methodik zur Bestimmung der Netzentgelte sollten normativ in einer Verordnung festgelegt werden und nicht dem administrativen Ermessensspielraum der Behörde überlassen bleiben. Zum anderen müssen die im Gesetz festzulegenden Grundsätze der Methodik der Entgeltberechnung operabel ausgestaltet werden, um dem rechtsstaatlichen Prinzip der Bestimmtheit und Vorhersehbarkeit zu genügen. Die im Regierungsentwurf enthaltene bloße Aufzählung diverser sich teilweise sogar widersprechender Kalkulationsansätze und –prinzipien wird dem bislang nicht gerecht. Sie stellt keine rechtsstaatlich hinreichende Ermächtigungsgrundlage für die Rechtsverordnungen dar.

Darüber hinaus hält der VRE an seinen gemeinsam mit VDEW und VDN bereits zum Referentenentwurf geäußerten Kritikpunkten vom März 2004 fest. Im Folgenden sollen noch einmal die wesentlichen Kritikpunkte am Regierungsentwurf zusammengefasst und konkrete Verbesserungsvorschläge unterbreitet werden:

II. Zu den Regelungen des Regierungsentwurfs im Einzelnen:

1. Zweck des Gesetzes (§ 1 EnWG-E)

Verbraucher haben ein Interesse an einer möglichst preisgünstigen, sicheren und umweltverträglichen Energieversorgung. Diese Interessen werden durch die bislang im EnWG enthaltene Zieltrias vollständig abgedeckt. Die ausdrückliche Aufnahme der „Verbraucherfreundlichkeit“ in den Zielekatalog des EnWG ist daher überflüssig. Dies hat auch der Bundesrat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 erkannt. Fragwürdig ist jedoch seine Absicht, die Verbraucherinteressen im Rahmen der Zielsetzung der Regulierung in Absatz 2 besonders hervorzuheben. Zu Recht lehnt die Bundesregierung

dies in ihrer Stellungnahme vom 27.10.2004 ab. Die Regulierung dient ausschließlich dem Zweck, die Voraussetzungen für einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb zu schaffen. Wettbewerb in einer freiheitlichen Marktordnung muss jedoch zwingend ergebnisoffen bleiben und kann nicht ausdrücklich der Preissenkung dienen, da gerade der Markt die Preise herausbilden soll. Andernfalls würde sich der Gesetzgeber nicht für marktwirtschaftlichen Wettbewerb, sondern für Planwirtschaft entscheiden. Auch im neu gefassten TKG wurde auf die ausdrückliche Aufnahme des Verbraucherschutzes verzichtet.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist in § 1 Abs. 1 das Wort „verbraucherfreundlich“ zu streichen.

2. Operationelle Entflechtung (§ 8 EnWG-E)

Durch die Verpflichtung zur operationellen Entflechtung sind die Unternehmen gezwungen, zahlreiche in der Vergangenheit geschaffene Synergieeffekte zwischen den einzelnen Bereichen des integrierten Versorgungsunternehmens aufzugeben. Dies wird nicht ohne erhebliche Kostenbelastung vonstatten gehen. Um den Verlust an Kosteneinsparungen im Sinne der Verbraucher so gering wie möglich zu halten, sollte der Gesetzgeber beim operationellen Unbundling nicht über die Vorgaben der EU-Richtlinien hinausgehen und keine zusätzlichen kostenwirksamen Verpflichtungen schaffen. Die EU-Vorgaben sind ausreichend, zumal die REGTP die Umsetzung des Unbundlings überwachen kann. Der VRE begrüßt, dass der Bundesrat dieses Problem in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 erkannt und Abhilfe gefordert hat.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 8 Abs. 2 wie folgt zu fassen:

„(2) In einem integrierten Energieversorgungsunternehmen dürfen die für die Leitung des Netzbetreibers zuständigen Personen nicht betrieblichen Einrichtungen des integrierten Energieversorgungsunternehmens angehören, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Energieerzeugung, -übertragung und -versorgung zuständig sind.“

3. Netzanschluss (§ 17 EnWG-E)

Neben der Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit ist eines der wesentliche Ziele des Gesetzes, die kostengünstige Versorgung von Letztverbrauchern mit Energie zu gewährleisten. Zu Recht hat der Bundesrat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 die Gefahr erkannt, dass dieses Ziel konterkariert würde, wenn jeder Netzzugangspetent ohne Rücksicht auf die vorhandenen Netzstrukturen einen Zugangsanspruch nach seiner Wahl erhalte. Dieses Problem zeigt sich insbesondere bei Großverbrauchern oder Arealnetzbetreibern, die in der jüngsten Vergangenheit zunehmend auf Kosten der Kleinkunden einen Anschluss in der vorgelagerten Spannungsebene anstreben. Das Geschäftsmodell der Arealnetzbetreiber beruht darauf, sich gezielt Gebiete mit vorteilhafter Versorgungsdichte und hohem Energiebedarf auszusuchen („Rosinenpicken“). Dadurch verschlechtert sich die allgemeine Versorgungsstruktur, wodurch die Preise der Versorgung im öffentlichen Verteilernetz für die verbleibenden Letztverbraucher steigen, da die fixen Netzerhaltungs- und -ausbaukosten auf weniger Schultern verteilt werden müssen. Insgesamt wird dadurch ein

Preisvorteil einer kleinen Gruppe zu Lasten der breiten Masse an Letztverbrauchern in einem Versorgungsgebiet erkaufte. Hinzu kommen eine zunehmende Zersplitterung der Versorgungsnetze und eine steigende Gefahr von Stranded Investments.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 17 Abs. 1 um folgenden Satz 2 zu ergänzen:

„Der Netzbetreiber legt den geeigneten Anschlusspunkt unter Berücksichtigung eines sicheren Netzbetriebes sowie der zukünftig zu erwartenden Verbrauchsentwicklung in dem betreffenden Netzbereich und unter Beachtung einer möglichst kostengünstigen Netznutzung für den anschlussbegehrenden Letztverbraucher sowie für die Gesamtheit der Netzkunden diskriminierungsfrei fest.“

4. Entgelte für den Netzzugang (§ 21 EnWG-E)

Die bislang im RegE enthaltenen Regelungen zu den Entgelten für den Netzzugang sind zu unbestimmt und gehen über das für eine wirksame Kontrolle der Berechnungsmethoden erforderliche Maß hinaus. Sie stellen keine hinreichend bestimmte Verordnungsermächtigung dar.

a) Der RegE beschränkt sich auf eine abstrakte Aneinanderreihung energiewirtschaftlicher Kostengrundsätze, ohne dass deren Verhältnis zueinander hinreichend deutlich wird. Die in der Anlage 3 der Verbändevereinbarung Strom II plus niedergelegten Preisfindungsprinzipien, insbesondere die auch in der Industrie anerkannte und praktizierte Methode der Nettosubstanzerhaltung, sind seit langem wissenschaftlich anerkannt (vgl. Gutachten von Männel, Preisfindungsprinzipien der Verbändevereinbarung VV II plus; Sieben/Maltry, Netznutzungsentgelt für elektrische Energie; Vaal, Substanzerhaltung und Eigenkapitalverzinsung bei der Kalkulation von Netznutzungsentgelten) und wurden daher vom Gesetzgeber als „gute fachliche Praxis“ in das EnWG 2003 aufgenommen. Zuletzt hat auch das Oberlandesgericht Düsseldorf in dem viel beachteten TEAG-Verfahren die Preisfindungskriterien als „taugliches und betriebswirtschaftlich vertretbares Konzept zur Preiskalkulation“ anerkannt. Dies schließt den von der Energiewirtschaft geforderten Wagniszuschlag ausdrücklich mit ein (Oberlandesgericht Düsseldorf, Beschluss vom 11.02.2004, Az.: VI – Kart 4/03 (V)). Die Preisbildungsprinzipien sind nicht nur durch die Wissenschaft und die Rechtsprechung anerkannt, sondern darüber hinaus auch betriebswirtschaftlich erforderlich, um die notwendigen Ersatzinvestitionen leisten zu können und die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten.

So sehr der VRE es begrüßt, dass die Bundesregierung auch in ihrer Gegenäußerung vom 27.10.2004 am Prinzip der Nettosubstanzerhaltung festhält, droht dieses Prinzip durch den Regierungsentwurf der Netzentgeltverordnung Strom inhaltlich ausgehöhlt zu werden.

Um dem entgegen zu wirken müssen folgende Punkte in der Netzentgeltverordnung festgeschrieben werden:

- Die vorgesehene Saldierung der kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen mit den Wiederbeschaffungskosten der Ersatzinvestitionen muss aus der Netzentgeltverordnung Strom gestrichen werden.
- Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten müssen die dem Netzbetrieb sachgerecht zuzuordnenden Ertragssteuern (Gewerbesteuern und Körperschaftsteuern) als kalkulatorische Kostenpositionen in Ansatz gebracht werden.
- Bilanzielle Eigenkapitalbestandteile, die über das zur Darstellung einer kalkulatorischen Quote von 40 % notwendige Maß hinausgehen, müssen nominal verzinst werden.
- Bis zum Inkrafttreten der Anreizregulierung muss der feste Eigenkapitalzinssatz von 6,5 % beibehalten werden.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 21 Abs. 2 wie folgt zu fassen:

„Die Entgelte müssen auf der Grundlage einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung kostenorientiert nach der Methode der Nettosubstanzerhaltung einschließlich einer kapitalmarktorientierten Eigenkapitalverzinsung und einem nach einer anerkannten Methode der Betriebswirtschaft ermittelten geschäftsspezifischen Wagniszuschlag gebildet werden. Bei bestehendem oder potenziellem Leitungswettbewerb kann die Entgeltbildung auf der Grundlage eines marktorientierten Verfahrens oder einer Preisbildung im Wettbewerb erfolgen.“

b) Die Bundesregierung hat in der Gegenäußerung zu den Änderungsvorschlägen des Bundesrates festgelegt, dass innerhalb von zwei Jahren nach Inkrafttreten des EnWG eine Anreizregulierung konzipiert werden soll. Der VRE hält dabei die Berücksichtigung der folgenden Grundsätze für essentiell:

Transparenz, Konsistenz, Verlässlichkeit und damit Stabilität sind bei der Erarbeitung eines derartigen Systems oberstes Gebot. Dies schließt ein Regelungsverfahren nach dem Prinzip des „trial-and-error“ aus; vielmehr bedarf es einer ausreichenden und sorgfältigen Vorbereitung.

Aus der internationalen Regulierungserfahrung sind eine Anzahl von Anreizregulierungsmodellen bekannt. Jedes Modell hat seine individuellen Vor- und Nachteile. Es ist daher nicht möglich, aus den in den anderen Ländern gemachten Erfahrungen „das eine“ Anreizregulierungsmodell zu definieren. Dies gilt umso mehr, als einschlägige Erfahrungen in Deutschland gänzlich fehlen und die für die Implementierung jeglicher Anreizsysteme notwendige Datenbasis in Deutschland bislang nicht vorliegt.

Bei der Diskussion zu einer Anreizregulierung muss es Lösungen geben, bei denen die Chancen und Risiken ausgewogen sind. Ein durchschnittlich effizienter Netzbetreiber muss eine durchschnittlich kapitalmarktorientierte Verzinsung erhalten. Effizientere Netzbetreiber müssen eine zusätzliche Belohnung erfahren. Unterdurchschnittliche Netzbetreiber müssen eine relative Verlustsituation hinnehmen.

Der Übergang auf eine Anreizregulierung setzt neben der Notwendigkeit, den Preispfad ex-ante festzulegen, zwingend belastbare Kriterien für Qualitätsstandards und für die Vergleichbarkeit von Unternehmen voraus. Bis zum Inkrafttreten der Anreizregulierung muss der feste Eigenkapital-Zinssatz von 6,5 %/a beibehalten werden, da vorherige Zinsanpassungen wie eine ungesteuerte Anreizregulierung willkürlich wirken. Voraussetzung ist die Beibehaltung der vollständigen Nettosubstanzerhaltung als Grundlage jeglicher Anreizregulierung.

Die Vertreter der Energiewirtschaft werden einen praktikablen Vorschlag erarbeiten, der diesen Anforderungen genügt. Wesentliche Eckpunkte sollten bereits jetzt durch eine Verordnungsermächtigung in das Gesetz aufgenommen werden. Die Methoden der Netzregulierung, die auf Anreize zur Steigerung der Effizienz des Netzbetriebs gerichtet sind, sollten darauf aufbauend in einer Netzentgeltanreizverordnung festgelegt werden.

Folgende Eckpunkte sind zu beachten:

- Bei der Einführung einer Anreizregulierung ist ein Vorgehen vorzusehen, das nach sorgfältiger Vorbereitung in ein transparentes, konsistentes und verlässliches Anreizsystem mündet. In das Verfahren sind die Netzbetreiber und Netznutzer angemessen einzubeziehen.
 - Eine Anreizregulierung darf nicht nur einseitig neue Risiken für die Netzbetreiber einführen, sondern muss ihnen auch neue Chancen gewähren. Durchschnittlich effiziente Netzbetreiber müssen in der Lage sein, eine ausreichende Rendite zu erzielen, um Kapitalgeber für notwendige Neuinvestitionen zu akquirieren. Andernfalls würden Neuinvestitionen in das Netz gefährdet. Überdurchschnittlich effizienten Netzbetreibern muss es möglich sein, über Effizienzgewinne frei zu verfügen.
 - Effizianzanreize sind nur hinsichtlich tatsächlich beeinflussbarer Kostengrößen sinnvoll. Preisanpassungen müssen daher möglich sein, wenn diese auch in einem Wettbewerbsprozess zu erwarten wären. Dies gilt insbesondere für die Fälle, in denen neue politische Sonderlasten für die Netzbetreiber entstehen.
 - Im pluralistischen System der deutschen Netzbetreiber ist die hinreichende Berücksichtigung struktureller Unterschiede bei einem Vergleich der Netzbetreiber notwendig.
 - Versorgungszuverlässigkeit und -qualität müssen angemessen berücksichtigt werden.
 - Um Planungssicherheit zu gewährleisten, ist eine hinreichend lange währende Regulierungsperiode von nicht unter fünf Jahren festzulegen.
- c) Nach Abs. 3 kann die Regulierungsbehörde Vergleiche der Entgelte, Erlöse und Kosten jeweils für einzelne Netz- und Umspannungsebenen der Netzbetreiber durchführen (Vergleichsverfahren), deren Ergebnisse nach Abs. 4 bei der Entgeltbildung nach Abs. 2 zu berücksichtigen sind. Diese Vergleiche sowohl der Netzentgelte als auch der Kosten und Erlöse sind insofern problematisch, als auch effiziente Netzbetreiber oberhalb des Durchschnitts liegen können. Das

Vergleichsverfahren muss sich vorrangig auf die Netzentgelte und nur ergänzend auf die Kosten und Erlöse beziehen. Bei der Bewertung der Effizienz der Erfüllung der Gesamtversorgungsaufgabe ist die Kopplung zwischen Spannungsebenen, insbesondere zwischen Mittel- und Niederspannungsebene, zu berücksichtigen. Gegenstand der kartellbehördlichen Kontrolle sind ausschließlich die geforderten Preise und nicht ihre Kalkulation als solche, die allenfalls als Indiz für eine Preisüberhöhung herangezogen werden können. Der RegE führt damit zu einer Abkehr und zu einer nicht zu rechtfertigenden Verschärfung der Missbrauchsaufsicht im Energiesektor gegenüber allen anderen Wirtschaftsbereichen.

Vorschlag:

In Artikel 1 sind in § 21 Abs. 3 die Worte „der Erlöse oder der Kosten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen“ zu streichen.

- c) Die in Abs. 4 Satz 2 eingefügte Vermutungsregelung führt dazu, dass bereits jede Überschreitung der Entgelte, Erlöse oder Kosten eines Netzbetreibers gegenüber einem vergleichbaren Betreiber die Vermutung einer energiewirtschaftlich nicht rationellen Betriebsführung auslöst. Sofern der Netzbetreiber die Vermutung nicht entkräften kann, führt dies zu der Annahme eines Gesetzesverstosses (§ 21 Abs. 2). Daran sind weitreichende Sanktionen geknüpft, wie z.B. die Missbrauchsverfügung nach § 30 Abs. 2, Geldbußen nach § 95 Abs.1 Nr. 4, Schadensersatzansprüche nach § 32 Abs. 3 oder Vorteilsabschöpfungen nach §§ 33, 34. Diese unangemessene Regelung ist aus zweierlei Gründen abzulehnen: Zum einen stellt sie wiederum eine nicht gerechtfertigte Verschärfung gegenüber dem bisherigen kartellrechtlichen Preismissbrauch dar, der nach ständiger Rechtsprechung nur dann vorliegt, wenn der beanstandete Preis „erheblich“ über dem Vergleichspreis liegt. Zum anderen kennt der betroffene Netzbetreiber – anders als die Regulierungsbehörde – nur seine eigenen Entgelterlöse und Kosten. Andere unternehmensfremde Vergleichsdaten sind ihm dagegen nicht zugänglich, da er anders als die Regulierungsbehörde über keinerlei Auskunftsrechte gegenüber anderen Netzbetreibern verfügt. Die Beweislastumkehr zu Lasten der Netzbetreiber würde ihre Verteidigungsmöglichkeiten in einem Streit mit der Regulierungsbehörde unzumutbar einschränken. Demgegenüber hat die Behörde alle Möglichkeiten zu einer umfassenden Aufklärung aller maßgeblichen Umstände. Es muss daher beim kartellrechtlichen Amtsermittlungsgrundsatz ohne Beweislastumkehr bleiben. Letztere ist im Bereich der Eingriffsverwaltung unangemessen und beschränkt die Verteidigungsmöglichkeiten des Netzbetreibers übermäßig.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 21 Abs. 4 zu streichen.

5. Erstattung vermiedener Netznutzungsentgelte aufgrund dezentraler Einspeisung (§ 24 EnWG-E)

Die Vergütung für tatsächlich vermiedene Netznutzungsentgelte durch dezentrale Einspeisung in Anlehnung an die bisherigen Regelungen der VV Strom II plus ist sinnvoll. Um eine ungerechtfertigte Doppelförderung zu vermeiden, kommt eine Vergütung allerdings nur für sol-

che Anlagen in Betracht, die nicht bereits eine gesetzliche Festpreisvergütung erhalten. Diese eigentliche Selbstverständlichkeit sollte im Gesetz verankert werden. Die Preisvergütung über dem Marktpreis stellt bereits den wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage sicher. Es ist nicht gerechtfertigt, den Anlagenbetreibern auf Kosten der Netzkunden weitere Zahlungen zukommen zu lassen.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 24 wie folgt zu ändern:

a) In Satz 5 ist das Komma nach dem Wort „werden“ durch einen Punkt zu ersetzen und der dann folgende Halbsatz zu streichen.

b) Nach Satz 5 ist folgender Satz einzufügen:

„Bei Einspeisungen von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen ist eine Erstattung nachweislich eingesparter Entgelte für den Netzzugang in den vorgelagerten Netzebenen vorzusehen, soweit die Anlage nicht bereits eine anderweitige gesetzlich festgelegte Festpreisvergütung erhält.“

6. Unterlassungsanspruch und Schadensersatzpflicht (§ 32 EnWG-E)

Das im RegE vorgesehene Klagerecht für Verbände und Verbraucherschutzinstitutionen auf Unterlassung ist weder erforderlich noch sinnvoll. Die Begründung des Gesetzgebers, den Verbraucherschutz im GWB stärken zu wollen, ist auf das EnWG nicht übertragbar, da es einen wesentlichen strukturellen Unterschied der beiden Rechtsmaterien gibt: Nach § 54 GWB kann die Kartellbehörde ein Kartellverfahren von Amts wegen einleiten. Sie hat damit ein Aufgreifermessen. Dies gilt insbesondere für Missbrauchsverfügungen nach den §§ 19, 20 GWB. Es handelt sich um ein Amtsverfahren, bei dem Dritte keinen Rechtsanspruch auf ein Tätigwerden der Behörde haben. Entschließt sich die Kartellbehörde, nicht tätig zu werden, bleibt dem Betroffenen nur die Möglichkeit, Unterlassung bzw. Schadensersatz im Wege eines Zivilverfahrens geltend zu machen. Anders im EnWG-Entwurf: Nach § 31 RegE kann jedermann, der seine Interessen durch das Verhalten eines Netzbetreibers erheblich berührt sieht, bei der Regulierungsbehörde die Einleitung eines Überprüfungsverfahrens beantragen. Diese hat dann zu prüfen, inwieweit das Verhalten des Netzbetreibers die Vorschriften über den zweiten und dritten Teil verletzt. Ein Aufgreifermessen steht ihr - anders als im GWB - nicht zu. Die Regulierungsbehörde ist also in jedem Fall verpflichtet, über den Antrag innerhalb von zwei Monaten zu entscheiden. Damit steht jedem vermeintlich Betroffenen die Möglichkeit offen, innerhalb einer kurzen Frist eine Entscheidung der Regulierungsbehörde über das vermeintlich rechtswidrige und ihn beeinträchtigende Verhalten des Netzbetreibers zu erlangen.

Auch besteht im Bereich des EnWG und des TKG gar kein Bedürfnis für ein Tätigwerden selbst ernannter Wettbewerbsschützer. Hier überwachen, anders als im UWG, eigens zu diesem Zweck geschaffene Behörden kontinuierlich die Einhaltung der Marktregeln. Bei der Neuregelung des TKG wurde deshalb zu Recht keine Verbandsklage eingeführt. Konsequenter Weise verlangt daher auch der Bundesrat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 die Streichung des Verbandsklagerechts.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 32 Abs. 2 ersatzlos zu streichen.

7. Vorteilsabschöpfung durch Regulierungsbehörde (§ 33 EnWG-E)

Die an das GWB angelehnte Regelung zur Vorteilsabschöpfung ist entbehrlich und sollte daher gestrichen werden. Wie bereits im geltenden Kartellrecht besteht auch für die Regulierungsbehörde die Möglichkeit, jedenfalls im Falle bußgeldbewehrter Kartellverstöße, durch die Geldbußenbemessung den wirtschaftlichen Vorteil vollständig abzuschöpfen. Dies wird im Kartellrecht in der Praxis auch so gehandhabt. Schon jetzt haben die von den Kartellbehörden verhängten Bußgelder nicht allein Sanktionscharakter, sondern bezwecken gleichzeitig die Abschöpfung des wirtschaftlichen Vorteils.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 33 ersatzlos zu streichen.

8. Vorteilsabschöpfung durch Verbände und Einrichtungen (§ 34 EnWG-E)

Neben den bereits in § 33 genannten grundsätzlichen Bedenken gegen die Regelung ist eine zusätzliche Vorteilsabschöpfung durch Verbände und Verbraucherschutzinstitutionen weder erforderlich noch sinnvoll und sollte daher gestrichen werden. Nach der Begründung des Entwurfs soll diese an § 10 UWG angelehnte Regelung vor allem „Massen- und Streuschäden“ erfassen. Wie bereits beim Unterlassungsklagerecht der Verbände nach § 32 RegE hat der Gesetzgeber auch bei dieser dem UWG entlehnten Regelung die systematischen Unterschiede zwischen UWG und EnWG verkannt: Das UWG kennt keine das Gesetz exekutierende Behörde. Stattdessen hat grundsätzlich jeder Betroffene selbst im Wege des Zivilrechtsstreits seine Rechte gegenüber unlauter handelnden Unternehmen geltend zu machen. Im Fall des EnWG sind für die Einhaltung der Vorschriften jedoch sowohl eine Bundesbehörde (REGTP) als auch 16 Landesbehörden zuständig. Der Einzelne ist daher weitestgehend von der eigenen Rechtsverfolgung entlastet, obwohl ihm diese Möglichkeit weiter offen steht. Folgerichtig fordert auch der Bundesrat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 die Streichung der Vorteilsabschöpfung durch Verbände.

Auch die in der Gesetzesbegründung angesprochene Abschreckungswirkung der Vorteilsabschöpfung durch Verbände in den so genannten Hardcore-Fällen überzeugt nicht. Der Regulierungsbehörde bleibt die Möglichkeit, Bußgelder bis zu 1 Mio. Euro oder bis zur dreifachen Höhe des durch die Zuwiderhandlung erlangten Mehrerlöses oder Zwangsgelder bis zu 10 Mio. Euro zu verhängen (§§ 94, 95 RegE).

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 34 ersatzlos zu streichen.

9. Ersatzversorgung mit Energie (§ 38 EnWG-E)

Der RegE sieht vor, dass der Grundversorger berechtigt ist, für die Ersatzversorgung mit Energie gesonderte allgemeine Preise zu veröffentlichen und für die Energielieferung in Rechnung zu stellen. Für Haushaltskunden dürfen die Preise jedoch die der Grundversorgung nicht übersteigen. Diese Regelung verkennt die mit der Ersatzversorgung verbundenen Planungs- und Kal-

kulationsschwierigkeiten für den Grundversorger sowie das erhöhte Zahlungsausfallrisiko verbunden mit eventuellen Inkassokosten. Dem Ersatzversorger ist es anders als in der Grundversorgung, grundsätzlich nicht möglich, im Voraus abzuschätzen, welche zusätzlich benötigten Liefermengen auf ihn durch die Ersatzversorgung zukommen. Dementsprechend kann er seinen Energiebedarf nicht vollständig im Voraus berechnen und langfristig bestellen, sondern muss den durch die Ersatzversorgung zusätzlich anfallenden Energiebedarf in der Regel ad hoc zu den zu diesem Zeitpunkt marktüblichen Preisen hinzukaufen. Dies ist in aller Regel mit höheren Kosten verbunden. Insbesondere bei den bereits in der Vergangenheit aufgetretenen Fällen eines Totalausfalls eines Versorgers aufgrund von Insolvenz können dem Grundversorger dadurch erhebliche Mehrbelastungen entstehen. Ebenso sind die An- und Abmeldekosten für ersatzversorgte Kunden nicht zu unterschätzen. Die auf maximal drei Monate begrenzte Bindungsdauer liegt deutlich unterhalb der üblichen Vertragsdauer beispielsweise in der Grundversorgung. Die verbrauchsunabhängigen An- und Abmeldekosten müssen sich folglich über eine wesentlich kleinere Energielieferung refinanzieren. Diese Zusatzkosten müssen verursachungsgerecht weitergeleitet werden. Folgerichtig hat die Bundesregierung die Möglichkeit eröffnet, diese Mehrkosten der Ersatzversorgung an Nichthaushaltskunden weiterzugeben. Eine Ausnahme dieses Prinzips für Haushaltskunden ist sachlich nicht zu rechtfertigen und würde im Ergebnis zu einer ungerechtfertigten Mehrbelastung der Nichthaushaltskunden sowie der Haushaltskunden in der Grundversorgung führen. Langfristige Nachteile für die betroffenen Kunden entstehen ebenfalls nicht, da sie zeitnah einen neuen Versorger wählen können. Auch der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 anerkannt, dass die Ersatzversorgung mit höheren Kosten verbunden ist, die verursachungsgerecht weitergegeben werden müssen.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 38 Abs. 1 Satz 3 zu streichen.

10. Besondere Missbrauchsaufsicht der Länder (§ 40 EnWG-E)

Die bisherige Ausgestaltung der besonderen Missbrauchsaufsicht der Länder im Grund- und Ersatzversorgungsbereich ist unverhältnismäßig:

- a) Die besondere Missbrauchsaufsicht des § 40 RegE bezieht sich ausweislich des Wortlauts des § 40 Abs. 1 S. 1 RegE auf die Allgemeinen Preise der Grund- und Ersatzversorgung. Trotzdem sollen die Landesbehörden bei Feststellung eines Missbrauchs nicht nur die Möglichkeit erhalten, Missbräuche für die Zukunft abzustellen, sondern auch Vertragsbedingungen abzuändern, selbst festzulegen, über ihre Geltung zu entscheiden oder für unwirksam zu erklären.

Es besteht kein Bedürfnis für solche weit reichenden Vertragsänderungsbefugnisse, da die Allgemeinen Preise im Internet veröffentlicht werden. Die Möglichkeit, Vertragsbedingungen für unwirksam zu erklären, hätte eine Rückabwicklung der Verträge zur Folge. Zumindest diese Rechtsfolge sollte unterbunden werden. Sie würde angesichts der Anzahl der Grundversorgungsverträge unverhältnismäßig hohe Abwicklungskosten verursachen.

Auch unter dem Gesichtspunkt einer Leistungsbündelbetrachtung besteht für eine solche Änderungsbeugnis nur dort Raum, wo der Inhalt der Verträge nicht nach den Regelungen der auf Grundlage von § 39 RegE erlassenen Rechtsverordnung festgelegt ist. Da davon ausgegangen wird, dass der Inhalt der Verträge abschließend festgelegt wird, besteht auch unter diesem Gesichtspunkt keine Notwendigkeit für § 40 Abs. 1 S. 2. RegE. Außerdem verfügen die Landesbehörden mit §§ 19, 20, 32 GWB bereits über die notwendigen Mittel, Vertragsbestandteile, die über die Regelungen der Rechtsverordnungen zu den allgemeinen Vertragsbedingungen hinausgehen und den Wettbewerb beeinträchtigen könnten, abzuändern und durch diese Regelungen erlangte Vorteile abzuschöpfen.

Vorschlag:

In Artikel 1 sind § 40 Abs. 1 Satz 3 und 4 zu streichen. § 40 Abs. 1 S. 2 ist wie folgt zu fassen:

„Diese kann dem Grundversorger aufgeben, einen Missbrauch abzustellen.“

- b) Nach § 40 RegE unterliegen die Tarife für die Grund- und Ersatzversorgung der besonderen Missbrauchsaufsicht durch die Landesbehörden. Die in § 40 Abs. 2 RegE aufgeführten besonderen Missbrauchstatbestände und -vermutungen verschärfen die gegenüber allen anderen Branchen geltenden kartellrechtlichen Maßstäbe unangemessen zu Lasten des Grundversorgers.

Es wird dem Grundversorger ein Missbrauch unterstellt, sofern er höhere Preise als andere Grundversorger fordert. Der Grundversorger muss nachweisen, dass die erhöhten Tarife auf ihm nicht zurechenbare Umstände zurückzuführen sind. Einerseits lässt der RegE offen, ob außer den Netzentgelten überhaupt andere nicht zurechenbare Umstände existieren. Die Beschaffung am wettbewerblichen Strommarkt ist bereits nach bisheriger Rechtsprechung ein zurechenbarer Umstand. Andererseits fehlt dem Grundversorger schlicht die Kenntnis der zugrunde liegenden Bedingungen der günstigeren Grundversorger. Die Beweislastumkehr zu Lasten der Netzbetreiber würde ihre Verteidigungsmöglichkeiten in einem Streit mit der Landesregulierungsbehörde unzumutbar einschränken. Demgegenüber hat die Behörde alle Möglichkeiten zu einer umfassenden Aufklärung aller maßgeblichen Umstände. Es muss daher beim kartellrechtlichen Amtsermittlungsgrundsatz bleiben. Andernfalls droht eine Absenkung aller Grundversorger-tarife auf die Konditionen (z.B. Beschaffung am Strommarkt zum günstigsten Zeitpunkt) des deutschlandweit günstigsten Grundversorgers.

Mit deutschlandweit einheitlichen Grundversorgertarifen auf Basis des kostengünstigsten Grundversorgers besteht kein Anreiz für andere Massenkundenvertriebe, Haushaltskunden zu versorgen. Der Wettbewerb um Massenkunden würde somit zugunsten einer kurzfristig kostengünstigen Grundversorgung ausgeblendet. Andererseits wird mittelfristig die Servicequalität von Kunden in der Grundversorgung sinken, denn es bestehen weder für andere Vertriebe noch für den Grundversorger Anreize, die niedrigmargigen Kunden zu versorgen.

Außerdem entspricht die besondere Missbrauchsaufsicht derjenigen des § 103 GWB a.F. (vor 1998). Sie diene der Bekämpfung von Missbrauch in einem rechtlich abgesicherten Monopol. Sie hat daher im EnWG – auch im Bereich der Grundversorgung – keine Berechtigung, da die Endkundenversorgung mit der Energiemarktliberalisierung dem Monopolbereich des Netzes entzogen wurde. Statt der besonderen Missbrauchsaufsicht sollte die bereits bewährte kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht durch die Landesbehörden ausreichen.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 40 Abs. 2 zu streichen.

11. Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG-E)

Beide Absätze enthalten sachwidrige Vorgaben, die in der Richtlinie nicht verlangt werden. Die in Abs. 2 geforderten Informationen zu Energieträgermix und Umweltauswirkungen sind nur mit hohem Aufwand zu erheben und im Regelfall sehr umfangreich. Auch der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 erkannt, dass durch den erheblichen Aufwand die Unternehmen der Energiewirtschaft über Gebühr belastet werden, und fordert daher zu Recht eine Begrenzung auf die Vorgaben der Richtlinie.

Da es sich zudem um komplexe Informationen handelt, die für den Laien ohne Erläuterung kaum verständlich oder aussagekräftig sind, ist der praktische Nutzen der Regelung gering. Richtig ist, dass der Verbraucher die Möglichkeit haben soll, sich über diese Fragen zu informieren. Hierzu reicht aber ein Verweis auf die Fundstelle (z.B. im Internet) aus; einer Angabe in oder als Anlage zu der Rechnung oder auf Werbematerial bedarf es nicht.

Dies gilt umso mehr für Abs. 3, der bestimmt, dass Abs. 1 und 2 bei Produktdifferenzierungen für jedes Produkt einzeln anzuwenden sind. Dies wird zu einem erheblichen Verwaltungsaufwand führen: Bei Einführung eines neuen Produkts bzw. eines Produkts, das aus einem neu zusammengesetzten Energieträgermix besteht, ändert sich auch die Zusammensetzung des „Restenergieträgermixes“ und somit der übrigen Produkte, wodurch die Verbraucherinformation für jedes einzelne Produkt angepasst werden muss. Dies dürfte erhebliche Kosten produzieren und einer wünschenswerten Produktdiversifizierung hinderlich sein. Dagegen werden die gewonnenen (bzw. geänderten) Angaben für den Verbraucher nur einen geringen Informationsgehalt haben. Für ihn dürfte entscheidend sein, welchen Gesamtenergieträgermix der Lieferant verwendet hat.

Beiden Absätzen liegt ein zweifelhaftes Verständnis von Verbraucherschutz zugrunde: Es kann nicht darum gehen, den Verbraucher mit allen erdenklichen Informationen ungefragt zu belasten. Vielmehr muss er die für ihn wesentlichen und verständlichen Informationen erhalten und dazu die Möglichkeit haben, sich in öffentlich zugänglichen Quellen über Details zu informieren.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 42 Abs. 2 und 3 sind ersatzlos zu streichen.

12. Beitrag (§ 92 EnWG-E)

Die von der Bundesregierung vorgesehene gesetzliche Verankerung der Finanzierung von Regulierungs- und Aufsichtsbehörden durch Kostenwälzung auf die jeweilige Wirtschaftsbranche wird abgelehnt. Die vorgesehene Regelung ist verfassungsrechtlich höchst zweifelhaft: Öffentliche Aufgaben, wie die Einrichtung und der Unterhalt einer Regulierungsbehörde, sind grundsätzlich aus Steuermitteln zu finanzieren. Nicht steuerliche Abgaben bedürfen einer besonderen Rechtfertigung. Das Bundesverfassungsgericht hat die Zulässigkeit einer Geldleistungspflicht eines begrenzten Personenkreises in ständiger Rechtsprechung an eng auszulegende Zulässigkeitskriterien geknüpft. Hierzu zählt insbesondere die „gruppennützige“ Verwendung des Abgabebaufkommens im Interesse der Gruppe der Abgabepflichtigen. Obwohl die Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung vom 27.10.2004 selbst feststellt, dass die Regulierungstätigkeit der „Gesamtheit der Marktteilnehmer“ nützt, weist sie die Kosten dieses Nutzens allein dem nicht im Wettbewerb stehenden Netzbereich zu. Eine gruppennützige Verwendung liegt damit evident nicht vor, da die von der Abgabe betroffenen nicht im Wettbewerb stehenden Netzbetreiber – anders als vielleicht die Netzkunden – keinen greifbaren konkreten Nutzen aus der Regulierung ziehen. Aus dem Ausnahmecharakter der Sonderabgabe gegenüber der Steuer folgt, dass die Zulässigkeitskriterien strikt auszulegen und anzuwenden sind. Auch der Einwand, die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht werde durch eine vergleichbare Beitragserhebung (mit)finanziert, greift nicht. Das Verwaltungsgericht Köln hat Anfang 2004 die entsprechende Kostenverordnung der Bundesanstalt für verfassungswidrig erklärt. Die Finanzierung der Regulierungsbehörde durch Kostenabwälzung mittels Regulierungsabgabe auf die Netzbetreiber verstößt mithin gegen Grundsätze des Verfassungsrechts.

Einer beitragsfinanzierten Behörde fehlt zudem jeder Anreiz, die vorhandenen Mittel effizient einzusetzen. Die durch die knappen staatlichen Gelder natürlich gesetzte Grenze der Personalausstattung der Behörde würde entfallen. Dies hätte ein unkontrolliertes Behördenwachstum zur Folge und stünde dem erklärten politischen Willen zur Entbürokratisierung Deutschlands im Allgemeinen und einer effizienten schlanken Regulierung des Energiesektors im Besonderen entgegen. Neue Lasten für die Netzbetreiber und letztlich für den Endkunden wären die Folgen. Dies hat der Bundesrat in seiner Stellungnahme vom 24.09.2004 erkannt und folgerichtig die Streichung der Beitragfinanzierung verlangt.

Vorschlag:

In Artikel 1 ist § 92 ersatzlos zu streichen.

Berlin, 23. November 2004

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)1534

26. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

European Energy Exchange AG (EEX)

Wir begrüßen die Initiative, eine Novelle des Energiewirtschaftsrechts zu verfassen, die eine zuverlässige, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung mit Elektrizität und Gas sicherstellt. Völlig richtig wird festgehalten, dass diese Ziele nur mit einer Regulierung erreicht werden, die einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb in den Märkten für Strom und Gas unterstützt (§ 1 (2)). Leider spiegelt sich diese Erkenntnis nur unzureichend in den Vorschriften der Novelle wieder: Speziell im Bereich der Gaswirtschaft und im Strom bei der Regelernergie und der Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Engpässe wirkt der Entwurf wenig konsequent.

Anmerkungen zum Gesetzesentwurf:**Gas**

Die Novelle des EnWG schreibt im Wesentlichen den Status quo in der deutschen Gaswirtschaft fest. In Großbritannien und in den Niederlanden hingegen haben sich bereits freie Gasmärkte etabliert und die Voraussetzungen für börsliche Gasmärkte sind erfüllt. Um die Börsenfähigkeit des deutschen Gasmarktes zu erreichen, müsste ein transaktionsunabhängiges und bilanzkreisfähiges Netzzugangsmodell eingeführt werden, das für ausreichend große Handelsgebiete frei von horizontalen Engpässen ist. Die Erfahrung aus dem Stromhandel zeigt,

dass die Handelsgebiete für die Entwicklung von Liquidität zu klein sind, wenn für die Abwicklung eines Geschäftes auf Transportebene innerhalb Deutschlands mehr als ein horizontaler Engpass zu überwinden ist.

Mit einem börslichen Gashandel würden transparentere Preise einhergehen. Ein mutiger Ansatz bei der Liberalisierung des Gassektors ist gefragt: Sonst etabliert sich der börsliche Gashandel auch für Deutschland in anderen EU-Mitgliedsstaaten - jenseits der Kontrolle und Steuerung durch deutsche Organe und politische Interessen.

Zum Thema Gas verweisen wir auch auf unser beiliegendes Positionspapier zur Gasnetzzugangsverordnung sowie auf die Übersicht „Fünf gute Gründe für eine Gasbörse in Deutschland“.

Strom: Regelernergie und Intraday-Handel (§ 22)

Von einer Erhöhung der Wettbewerbsintensität im Bereich der Regelernergie und des Intraday-Handels durch die Novelle kann nicht gesprochen werden. Der § 22 nennt zwar eine gemeinsame Internetplattform; die wesentliche Forderung, dass ein deutschlandweit einheitlicher Markt für Regelernergie geschaffen werden soll, fehlt jedoch. Mindestvoraussetzung hierfür wäre, dass zumindest eine regelzonenübergreifender Zwischenhandel von Regelernergie möglich sein muss.

Es ist unwidersprochen, dass ein Beschaffungsprozess für Regelernergie effizient von einer Strombörse betrieben werden kann. Im Fall der EEX wäre der zusätzliche Aufwand für die Anbieter der Regelernergie gering, da diese weitestgehend bereits heute aktive Teilnehmer an der Strombörse sind. Eine deutschlandweite Harmonisierung wäre gegeben und die Börse würde durch deren staatliche Überwachung Fairness und Transparenz garantieren. Die Zentralisierung der Beschaffung an einem Handelsplatz brächte vielfältige Synergieeffekte, würde die Liquidität überproportional erhöhen und letztendlich die Netznutzung effizienter machen. Der Intraday-Handel kann einen wichtigen Beitrag zur Kompensation von Prognoseunsicherheiten beispielsweise aus der Windenergieeinspeisung leisten.

Grenzüberschreitender Stromtransport (§ 12 (1), (2))

Der derzeitige Entwurf widmet dem Problem der Bewirtschaftung der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarstaaten wenig Aufmerksamkeit. Das Management der Engpasskapazitäten ist noch nicht so effizient, wie es sein könnte. Heute wird die Übertragungskapazität an jeder Staatsgrenze einzeln nach jeweils unterschiedlichen Regeln mit unterschiedlicher Technik und zu unterschiedlichen Zeitpunkten bewirtschaftet. Dies führt regelmäßig zu Kapazitätsverlusten und Verschärfungen von Preisdifferenzen, die sich durch eine börsliche Bewirtschaftung des Engpasses vermeiden ließen.

Anlagen:

- Stellungnahme zum Entwurf der Gasnetzzugangsverordnung
- „Fünf gute Gründe für eine Gasbörse in Deutschland“

24.11.2004

Anlage

Fünf gute Gründe für eine Gasbörse in Deutschland

▪ Vorteile des Börsenstandortes Deutschland:

Deutschland hat innerhalb der Europäischen Union den größten heimischen Gasmarkt. Aufgrund der Struktur der Gaswirtschaft gibt es in Deutschland mit rund 700 Gasversorgungsunternehmen eine sehr große Zahl an möglichen Marktteilnehmern. In Deutschland treffen Gas aus Russland, Norwegen, den Niederlanden und aus heimischer Produktion zusammen. Damit bestehen in Deutschland mehr Arbitragepotenziale als in jedem anderen Mitgliedsland der Europäischen Union.

▪ Erdgas-Preisindex für den deutschen Markt:

Bisher fehlt ein öffentlich anerkannter und vom Ölpreis abgekoppelter Preisindex für den Erdgas-Großhandelspreis in Deutschland. Die gesetzlich verankerte staatliche Überwachung des börslichen Preisbildungsprozesses

sorgt für Fairness und stärkt das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Preissignale, die vom börslichen Handelsgeschehen ausgehen. So kann die Basis für einen eigenständigen Erdgas-Preisindex geschaffen werden. Dieser Index würde die physischen Risiken der deutschen Gasmarktteilnehmer sehr gut abbilden. Ein deutscher Erdgas-Preisindex würde zudem ein Werkzeug zur Behandlung des Währungsrisikos beinhalten oder Unwägbarkeiten der internationalen Durchleitung sowie unabhängig von staatlichen und behördlichen Einflüssen im Ausland.

▪ Entwicklung der Liquidität durch Förderung unterschiedlicher Handelsmotive:

In einem liberalisierten Markt dient der Handel nicht nur der Beschaffung von Gas. Vor allem die regelmäßige Absicherung von Preis- und Mengenrisiken (Hedging) trägt wesentlich zu einer höheren Planungssicherheit bei den Marktteilnehmern und zur Entwicklung der Liquidität des Marktes bei. Ein börslicher Markt erlaubt hier jeweils die aktuelle Anpassung des Portfolios an Veränderungen der Vorhersagen, neue Investitionsentscheidungen, Entwicklungen des Absatzes und Ähnliches. Dies führt zu verstärkten Handelsaktivitäten und kann die Liquidität weit über den einfachen Gasbedarf Deutschlands hinaus erhöhen.

▪ Ausschluss des Kontrahentenrisikos der Gasgeschäfte:

Bisher sind Gasverträge, die über einen längeren Zeitraum laufen, mit dem Risiko behaftet, dass der Vertragspartner eventuell seine vertraglichen Verpflichtungen nicht erfüllt. Dieses Problem wird umso gravierender, je größer die Umsätze, je länger die Laufzeit und je schlechter die Bonität des eigenen Unternehmens oder seiner Geschäftspartner ist. In den Finanzmärkten und auch im Strommarkt haben sich Clearingsysteme zur Lösung dieses Problems bewährt. Das Clearingsystem der EEX zum Beispiel besichert die Geschäfte durch Einbindung internationaler Großbanken und durch einen täglichen automatischen Risikoabgleich.

▪ Synergien mit dem Strommarkt:

Ein börslich organisierter Gasmarkt, der auf einer bereits bei Marktplatzbetreiber und Marktteilnehmern existierenden Infrastruktur aufbaut, kann von vielfältigen Synergien profitieren. IT-Infrastruktur, Know-how, Rahmenverträge, Kreditlinien etc. können für mehrere Märkte genutzt werden.

**Stellungnahme
zum Entwurf des BMWA einer Verordnung
über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen**

<i>Regelung des Verordnungsentwurfes</i>	<i>Anmerkungen der EEX</i>
<p>§ 5 Ermittlung frei zuordenbarer Kapazitäten</p> <p>„(5) Führen die in vorgenannten Absätzen bezeichneten Maßnahmen insbesondere wegen dauerhaft technisch begründeter Engpässe nicht zu einer Erhöhung der Zahl an frei zuordenbarer Kapazitäten im Sinne von Absatz 3 ist die Unterteilung eines Netzes in Teilnetze zulässig.“</p>	<p>Eine Gasbörse in Deutschland kann wettbewerbliche und transparente Preise generieren. Hierfür muss jedoch der börsliche Handel eine Mindestliquidität aufweisen, denn nur so gewinnen die börslichen Preise als Referenzpreise auf dem Markt Akzeptanz. Für eine Gasbörse ist daher entscheidend, dass der deutsche Markt aus im Idealfall einer oder möglichst wenigen Regelzonen besteht. Nur so ist eine Bilanzkreisfähigkeit und damit Standardisierbarkeit über ausreichend große Netzgebiete möglich. § 5 des Entwurfes sieht unter bestimmten Voraussetzungen die Errichtung von Teilnetzen vor. Eine solche Teilnetzbildung dürfte in kaum einem Fall tatsächlich erforderlich sein, da technische Hürden beseitigt werden können. Hierfür müssen entsprechende wirtschaftliche Anreize ein Gegengewicht zur Tendenz der Unterteilung in viele Teilnetze schaffen. Höchstens ein horizontaler Engpass darf den Gastransport vom Handelsplatz zum Lieferort behindern.</p>
<p>§ 4 Kapazitätsprodukte und erforderliche Hilfsdienste</p> <p>„(3) Netzbetreiber bieten nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen frei zuordenbare Kapazitätsrechte an, die es ermöglichen, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazität ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen. Dieses beinhalten das Recht des Transportkunden, im Rahmen gebuchter Kapazitäten Gas an jedem gebuchten Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem gebuchten Ausspeisepunkt im betreffenden Netz oder Teilnetz bereitzustellen, ohne dass der Netzbetreiber die Ausübung dieses Rechts von einer zusätzlichen hydraulischen Prüfung abhängig macht.“</p>	<p>Durch diese Regelung wird das von der EU und dem Monitoring Bericht des BMWA empfohlene transaktionsunabhängige Entry/Exit Modell höchstens innerhalb der Teilnetze umgesetzt. Für eine Gasbörse ist dies aber nicht ausreichend: Die standardisierten Spot- und Terminkontrakte verlangen nach der Festlegung eines Standard-Liefergebietes, in dem die Handelsteilnehmer das Gas an jeder Stelle dieses Ferngasnetzgebietes als gleichwertig betrachten. Nach diesem Entwurf wären für den Transport des Gases vom Handelsplatz zum Lieferort der Erwerb von Kapazitätsrechten für mehrere Teilnetze von Nöten, was die Wirtschaftlichkeit solcher Transaktionen in Frage stellt.</p>
<p>§ 13 Handel mit Kapazitätsrechten</p> <p>„(1) Die Netzbetreiber kooperieren mit dem Ziel, bis spätestens 18 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung eine gemeinsame elektronische Plattform für den Handel mit Kapazitätsrechten einzurichten. ...“</p>	<p>Der Netznutzer muss aufgrund der Unterteilung in viele Teilnetze für jedes Teilnetz jeweils ein Kapazitätsrecht aushandeln. Einem Handel mit einer Vielzahl unterschiedlicher Kapazitätsrechte wird durch die so zu erwartende Atomisierung des Marktes die Liquidität entzogen: Für den Netznutzer wäre in der Regel mehr als ein einzelnes Kapazitätsrecht von Nöten um seinen Geschäftspartner zu erreichen. Würde er im Handel ein Kapazitätsrecht erstehen, verbleibt die Ungewissheit, ob er die anderen erforderlichen Kapazitätsrechte erhandeln kann.</p>
<p>§ 17 Bearbeitung der Netznutzungsanfrage durch den Netzbetreiber</p> <p>„... Eine vollständige Netzzugangsanfrage beantwortet er spätestens zwei Werktagen nach Eingang der Anfrage. ...“</p>	<p>Eine Bearbeitungszeit von bis zu 2 Werktagen für eine Netzzugangsanfrage ist nicht kompatibel mit einem flexiblen börslichen „day-ahead Handel“. Die Bearbeitung einer Netzzugangsanfrage sollte einen Tag oder kürzer dauern</p>
<p>§ 8 Grundsätze der Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazität</p> <p>„(1) Netzbetreiber vergeben feste oder unterbrechbare Kapazitätsrechte nach der zeitlichen Reihenfolge, in der verbindliche Anfragen auf Abschluss der in § 3 Absatz 2 bezeichneten Verträge bei ihm eingehen. ...“</p> <p>§ 16 Anforderungen an die Netznutzungsanfrage für einen Kapazitätsvertrag</p>	<p>Auch die Erstvergabe von Ein- und Ausspeisekapazität sollte nach marktwirtschaftlichen Grundsätzen vorgenommen werden. Statt einer zeitlichen Reihenfolge oder einer Staffellung nach der Vertragslaufzeit sollte derjenige eine bestimmte Kapazität erhalten, dem sie am meisten wert ist, bzw. der bereit ist, am meisten für sie zu bezahlen. So können die Einstiegshindernisse für neue Marktteilnehmer verhindert werden. Die in § 9 Abs. 3 vorgesehene Versteigerung der Kapazitäten sollte daher</p>

<p>(2) Für Kapazitätsverträge gelten folgende Anfragefristen</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ein Kapazitätsvertrag mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger kann jederzeit abgeschlossen werden; 2. ein Kapazitätsvertrag mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr kann frühestens drei Monate vor dem vorgesehenen ersten Liefertag abgeschlossen werden; 3. ein Kapazitätsvertrag mit einer Laufzeit von weniger als einem Monat kann frühestens zwanzig Werktage vor dem vorgesehenen ersten Liefertag abgeschlossen werden.“ 	<p>nicht nur für die letzten 10 Prozent durchgeführt werden sondern für einen größeren Anteil.</p>
---	--

Fazit:

Der vorliegende Entwurf bietet nicht genug Anreize zur Vermeidung unnötiger Teilnetzbildungen. Dies ist jedoch erforderlich, um die Börsenfähigkeit zu gewährleisten: Das Gas muss vom Handelsplatz zu jedem Lieferort über höchstens einen horizontalen Engpass transportiert werden können. Eine hohe einstellige Zahl an Teilnetzen, zwischen denen Netzengpässe existieren, wäre somit kein börsenfähiges Transportnetzwerk. Die Engpässe

sollten zudem marktwirtschaftlich und mit möglichst wenigen bürokratischen Hürden bewirtschaftet werden.

Auf Grundlage des Gasnetzzugangsmodells dieses Entwurfes ist ein börslicher Gasmarkt daher leider nicht realisierbar. Stattdessen bestände die Gefahr der zusätzlichen Abwanderung des Strommarktes aufgrund der Verbindung des Gas- und Strommarktes durch das Clearing.

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)1535

26. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrle, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

Wir begrüßen, dass beim Netzzugang im Erdgasbereich nunmehr ein Entry-/Exit-Modell gelten soll, genau wie dies nationalen und internationalen Erfahrungen sowie den Forderungen des Madrid-Forums entspricht.

Wir fordern, dass im neuen EnWG im Rahmen der Ermächtigung für die Netzzugangsverordnung folgender Zielkatalog verankert wird:

1. Einrichtung einer möglichst geringen Zahl von Bilanzonen bzw. Teilnetzen (geringe zweistellige Anzahl zu Beginn, eigentumsübergreifend),
2. möglichst geringe Vernichtung von Kapazitäten,
3. möglichst große Flexibilität des Entry-/Exit-Netzzugangsmodells, also freie und unabhängige Wahl eines jeden Entry- und jeden Exit-Punktes.

Mit der Optimierung dieser drei Zielgrößen ist ein wirklich funktionsfähiges Entry-/Exit-Modell erreichbar.

Die Funktionsfähigkeit des gesamten Netzzugangssystems in Deutschland steht und fällt mit der Anzahl der Bilanzonen bzw. Teilnetze. Wir bedauern, dass die Verordnung den Netzbetreibern erlaubt, über 730 Zonen - die den heutigen Gebieten der Netzbetreiber entsprechen - zu errichten. Unter diesen Umständen kann das Entry-/Exit-Modell nicht funktionieren. Die Zahl der Zonen sollte daher von Beginn an auf eine geringe zweistel-

lige Anzahl begrenzt und später weiter reduziert werden. Außerdem sind die Kooperationsverpflichtungen der Netzbetreiber insbesondere bei der netzübergreifenden Kapazitätsermittlung und Kapazitätsbereitstellung zu erweitern und zu präzisieren. Der Transportkunde sollte für die Abwicklung einer Lieferung grundsätzlich nur zwei Partner auf der Netzbetreiberseite ansprechen müssen - nämlich an der Einspeise- und an der Ausspeisestelle zum Endkunden. Das System sollte so gestaltet werden, dass der Transportkunde mit der Zahlung seines Entry-Entgelts Zugang zum gesamten deutschen Erdgasnetz erhält.

Mögliche Engpässe an Grenzen von Bilanzonen können und müssen durch Kooperation der Netzbetreiber minimiert werden. Die an den Koppelstellen anfallenden Entgelte sollten durch Entgeltwälzung dem Ausspeiseentgelt beim Endkunden zugerechnet werden, wie dies erfolgreich seit Jahren im Strombereich praktiziert wird.

Die im Referentenentwurf vorgesehene Aufforderung an die Netzbetreiber, bei einem nicht ausreichenden Maß frei zuzuordnender Kapazität Managementmaßnahmen zur Erhöhung dieser Kapazität zu ergreifen - und hier zuerst vertragliche Vereinbarungen über bestimmte zugesicherte Mindestlastflüsse zu prüfen, (BEB praktiziert das bereits) - ist sehr zu begrüßen. Hier liegt die Schlüsselstelle des gesamten Netzzugangsmodells. Als Ultima Ra-

tio ist die Bildung von Teilnetzen vorgesehen. Die Entscheidungen über diese Managementmaßnahmen und deren Ausgestaltung sollen jedoch - laut VO-Entwurf - allein den Netzbetreibern überlassen bleiben, ohne entscheidende Einflussmöglichkeiten des Regulators. Das ist abzulehnen. Gerade an dieser für die Einführung von tatsächlichem Wettbewerb auf dem Gasmarkt entscheidenden Schlüsselstelle des Netzzugangsmodells muss dem Regulator ein größerer Gestaltungsspielraum eröffnet werden.

Mit der Verrechtlichung der VV Erdgas II im geltenden EnWG wird deren entscheidendes Ergebnis rechtswirksam - nämlich die Umwandlung der früheren Dreistufigkeit der Gaswirtschaft (Verteilung, regionale Fernversorgung, überregionale Fernversorgung) in nur noch zwei Stufen (Verteilung und Ferngasstufe). Hinter diesen Status quo darf die neue Verordnung nicht zurückfallen. Die ca. 30 Unternehmen der (ehemaligen) regionalen Fernübertragungsstufe haben sich durch den flächendeckend vollzogenen Wechsel vom „regionalen Briefmarkentgelt“ (gemäß VV Erdgas I) zum geltenden transaktionsabhängigen Punkt-Zahlen-Modell auch längst der Ferngasstufe zugeordnet. Es besteht also überhaupt keine Notwendigkeit mehr, wieder in die alte Dreistufigkeit der Gaswirtschaft zurückzufallen.

Gerade mit der Zweistufigkeit wurde erstmals eine - wenn auch geringe - Transparenz bei den Netzzugangsentgelten erreicht. Die erneute Verankerung der alten Dreistufigkeit im Referentenentwurf der Gasnetzzugangsverordnung birgt die Gefahr, in der noch nicht vorliegenden Netzentgeltverordnung Gas ein gesondertes Netzzugangsentgelt für diese ca. 30 (ehemaligen) regio-

nen Fernversorgungsunternehmen ausweisen zu müssen. Gerade diese 30 Unternehmen weisen jedoch im Vergleich mit den übrigen Unternehmen der Ferngasstufe die höchsten Netzzugangsentgelte auf. Mithin würde durch Rückfall in die Dreistufigkeit jedem Entgeltvergleich die Grundlage entzogen und der verdeckten Weiterfinanzierung von stranded investments Tür und Tor geöffnet.

Im Übrigen muss auch der Zugang zu den Erdgasspeichern in diese Verordnung integriert oder in einer ergänzenden Verordnung geregelt werden.

Weitere notwendige Änderungen am Referentenentwurf der Netzzugangsverordnung, wie z. B. ein durchgängiges „Rucksackprinzip“ bis zum Grenzübergangspunkt und ein angemessener Bilanzausgleich, entnehmen Sie bitte der als Anlage beigefügten Synopse.

Der AFM + E Aussenhandelsverband für Mineralöl und Energie e. V., der BDI Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. und der DIHK Deutscher Industrie- und Handelskammertag stimmen diesem Schreiben in den Grundzügen zu.

bne Bundesverband Neue Energieanbieter e. V.

EFET Deutschland Verband der Deutschen Gas- und Stromhändler e. V.

VEA Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V.

ZDH Zentralverband des Deutschen Handwerks e. V.

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)1537

26. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

WINGAS GmbH

Die WINGAS GmbH hat mit der Aufnahme ihrer Tätigkeit im Transport, der Speicherung und dem Handel von Erdgas Anfang der 90er Jahre maßgeblich zur Etablierung eines Gas-zu-Gas-Wettbewerbs in Deutschland beigetragen. Die Grundlage hierfür bildete der Aufbau eines eigenen deutschlandweiten Fernleitungsnetzes im Wettbewerb zu bestehenden Infrastrukturen (sog. konkurrierender Leitungsbau). Neben der Belieferung über die eigene Infrastruktur nutzt WINGAS für die Belieferung ihrer Kunden im Wege der Durchleitung auch die Leitungen ihrer Wettbewerber. WINGAS fühlt sich dem Wettbewerbsgedanken daher besonders verpflichtet.

In der Debatte um die Neugestaltung des energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens wird nicht genügend wahrgenommen, dass die Wettbewerbsintensität auf dem Erdgasmarkt entscheidend von der jeweiligen Marktstufe (Ferngasstufe, Regionalverteiler oder Stadtwerke) abhängt. Zumindest auf der Ferngasstufe herrscht ausgeprägter Wettbewerb. Neben WINGAS sind auf dieser Stufe die Unternehmen E.ON Ruhrgas, RWE, BEB und VNG aktiv. Dieser Wettbewerb basiert auf der Durchleitung durch die Netze der jeweils anderen Unternehmen sowie der Möglichkeit des konkurrierenden Leitungsbaus. Die Transportentgelte der Ferngasstufe sind international angemessen.

Die direkt über diese Stufe belieferten Kunden zahlen auch im internationalen Vergleich wettbewerbsfähige Gaspreise.

Vor diesem Hintergrund begegnen dem nunmehr vorliegenden „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“, BTDrucksache15/3917 vom 14.10.2004, aus Sicht der WINGAS an folgenden Punkten erhebliche Bedenken:

1. Marktorientierte Netzentgelte auf der Ferngasstufe

Kostenorientierte Netzentgelte sind mit einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt wie der überregionalen Ferngasstufe nicht vereinbar. In einem Wettbewerbsmarkt orientiert sich der Marktpreis am Preis des günstigsten, nämlich effizientesten Anbieters. Damit begrenzt ein Wettbewerbsmarkt die maximalen Preise und belohnt besonders effiziente Unternehmen. Netzentgelte im Wettbewerb fördern damit gerade einen effizienten Netzbetrieb und gewährleisten die notwendigen Investitionen. Zu besseren Ergebnissen kann auch ein reguliertes System nicht führen.

Eine ex-ante-Tarifgenehmigung von Entry- und Exit-Entgelten auf der Ferngasstufe ist weder sachgerecht noch praktikabel. In einem Entry-/Exit-System setzt

sich das Entgelt für eine Transportdienstleistung aus den addierten Entry- und Exit-Entgelten für einen Erdgastransport zusammen. Erst diese Kombination von Entry- und Exit-Entgelten gestattet eine Aussage zur Höhe der Transportkosten und ermöglicht den Vergleich mit Wettbewerbssystemen. Eine isolierte Überprüfung der Angemessenheit einzelner Entry- oder Exit-Entgelte im Rahmen einer ex-ante-Tarifgenehmigung führt daher in die Irre.

2. Ausnahmeregelung für große neue Erdgasinfrastrukturen

Der Entwurf des EnWG sieht gegenwärtig keine Umsetzung des Art. 22 der EUGasrichtlinie vor. Angesichts des in Zukunft weiter steigenden Bedarfs an Erdgas und der damit verbundenen weiter wachsenden Importabhängigkeit sind hohe Investitionen in die Infrastruktur erforderlich. Erfahrungen in anderen EU-Mitgliedstaaten zeigen, dass eine Regulierung nicht die notwendigen attraktiven Rahmenbedingungen für solche risikoreichen Großinvestitionen bietet. So konnten z.B. in den Niederlanden und Großbritannien der zweite Interconnector (BBL) und LNG-Terminals nur durch eine Ausnahme von der Regulierung auf Basis des Art. 22 verwirklicht werden.

Zur Gewährleistung von zukünftigen Großinvestitionen in Deutschland ist es somit zwingend erforderlich, neue Infrastrukturen von der Regulierung auszunehmen.

3. Zugang zu den Gasspeichern

Der Speichermarkt in Deutschland ist ein funktionierender Wettbewerbsmarkt (43 Erdgasspeicher, 20 Betreiberunternehmen). Der Zugang zu den Speichern erfolgt auf vertraglicher Basis zwischen den

Marktteilnehmern. Die EU-Gasrichtlinie lässt dies explizit auch weiterhin zu. Gerade marktwirtschaftliche Instrumente haben die Speicherbetreiber veranlasst, in großem Umfang in Erdgasspeicher zu investieren und so Speicherkapazitäten zu schaffen. In diesem Umfeld hat z. B. WINGAS den größten Erdgasspeicher Westeuropas im niedersächsischen Rehden erbaut. Der Zugang zu Speichern muss weiterhin auf privatrechtlicher, frei verhandelbarer Basis erfolgen.

4. Entry-Exit-Modell

Bisherige Erfahrungen zeigen, dass es nicht „das“ universelle Entry-/Exit-Modell gibt, sondern die jeweiligen Netzspezifika unterschiedliche Modellausprägungen erfordern.

Der Grundgedanke eines Entry-/Exit-Modells ist es, Transportkunden ein möglichst hohes Maß an Flexibilitäten bei der Buchung ihrer Kapazitäten zu garantieren. Diese Flexibilitäten führen jedoch notwendigerweise zu Einschränkungen bei der Ausweisung freier Kapazitäten. Eine höhere Flexibilität wird also durch ein gewisses Maß an Kapazitätsvernichtung „erkauft“. Eine Erhöhung der Flexibilität im Transportnetz darf jedoch nicht dazu führen, dass über die Regulierung des Netzzugangs hinaus auch Handelsaktivitäten Bestandteil der Regulierung werden. Diese Gefahr besteht jedoch, wenn Transportkunden und Netzbetreibern Vorgaben für den Bedarf, die Auswahl und Ausgestaltung von Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung wie insbesondere der vertraglichen Vereinbarung bestimmter Lastflüsse gemacht werden.

Diese Entscheidungen müssen den Marktteilnehmern überlassen bleiben.

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)1538

26. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

VDMA Fachverband Power Systems

Vorbemerkung

Die nachfolgende Stellungnahme bezieht sich auf den Gesetzentwurf für das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (15/3917) vom 14.10.2004, die Stellungnahme des Bundesrates sowie die Gegenäußerung der Bundesregierung vom 27.10.2004. Da für die Umsetzung des Gesetzes wichtige Verordnungen bisher nur teilweise vorliegenden, ist hierzu eine umfassende Stellungnahme nicht möglich. Der Bundesrat hat diesen Zustand ebenfalls bemängelt. Bei der Erarbeitung der Verordnungen darf die Zielsetzung einer möglichst einfachen und transparenten Lösung nicht aus den Augen verloren werden. Zentrale Regelungen, wie z.B. das Entgelt für dezentrale Einspeisungen in §18 StromNEV, bedürfen einer fairen, ganzheitlichen Bewertung. In die Erarbeitung sind alle Betroffenen einzubeziehen.

Als Verband der Hersteller von Maschinen- und Anlagen vertritt der VDMA ca. 3.000 Unternehmen in Deutschland. Für diese Unternehmen stellt eine sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Energieversorgung einen wichtigen Standortfaktor dar. Für die zumeist klein- und mittelständischen Unternehmen ist hierbei insbesondere die einfache und transparente Ausgestaltung des Systems wichtig. Der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes kommt dabei eine zentrale Rolle zu.

Darüber hinaus kommt der Novellierung eine zentrale Bedeutung für die Energietechnik-Hersteller zu. Für den Kraftwerksbau mit seinen langen Planungs- und Betriebszeiten sind verlässliche Rahmenbedingungen unumgänglich. Eigenerzeugungsanlagen könnten darüber hinaus in Verbindung mit diskriminierungsfreien Netzentgelten wichtige Wettbewerbsimpulse schaffen. Auch für Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien hat die Ausgestaltung des EnWG eine wichtige Bedeutung. Zwar greifen hier in erster Linie die Regelungen im EEG, aber mit dem zunehmenden Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommarkt wird die energiewirtschaftliche Einbindung immer wichtiger. Fragen wie Regelenergiebedarf oder der für die Einbindung der geplanten Offshore-Windparks erforderliche Netzausbau erfordern eine klare Regelung im EnWG bzw. klare Kompetenzen der Regulierungsbehörde.

Allgemeines

Die Gegenäußerung der Bundesregierung greift wesentliche Änderungsvorschläge der Stellungnahme des Bundesrates auf. Durch die Kombination von nachträglichen („ex post“) Überprüfungen der nach dem 1.08.2004 erhöhten Entgelte sowie Genehmigung von Erhöhungen während einer max. zweijährigen Startphase bis zur Einführung einer Anreizregulierung wird ein gangbarer Weg

gegen die derzeitige Erhöhungswelle beschränkt. Auch die Konkretisierung der Vorgaben für die Anreizregulierung ist zu begrüßen.

Hinsichtlich der Schaffung von verlässlichen und diskriminierungsfreien Rahmenbedingungen besteht aus Sicht des Anlagenbaus jedoch noch in wichtigen Punkten Konkretisierungs- und Änderungsbedarf:

Trennung des Netzes von anderen Aktivitäten (Unbundling)

Die Netze bilden auch nach der Liberalisierung in der Energiewirtschaft weiterhin natürliche Monopole. Es ist weder volkswirtschaftlich sinnvoll, noch aufgrund langwieriger Genehmigungsverfahren möglich, parallele Netze aufzubauen. An die Entflechtungsregeln im Gesetzentwurf sind deshalb weitgehende Anforderungen zu stellen. Großzügige Ausnahmeregelungen im Erdgasbereich für LNG-Anlagen und Speicheranlagen sowie hohe Schwellenwerte für die angeschlossenen Kundenzahlen sind zu vermeiden. Auch die langen Übergangsfristen bis 1. Juli 2007 erscheinen überzogen. Die Ausnahmenfristen und Übergangsregelungen sind deshalb zu streichen (§ 6 (1) und § 7 (3)). Die Mindestkundenzahl von 100.000 Kunden in § 7 (2) ist deutlich abzusenken.

Beseitigung und Verhinderung von Netzengpässen

Den Übertragungsnetzen kommt eine zentrale Rolle bei der Schaffung eines von Wettbewerb geprägten Energiemarktes zu. Der Stromhandel oder die Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien ist nur möglich, wenn die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden, hierfür ausreichende Übertragungskapazitäten und geeignete Abwicklungsmechanismen zur Verfügung zu stellen. Die Verpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber bzw. die Eingriffsmöglichkeiten der Regulierungsbehörde reichen hierzu noch nicht aus. Die jährliche Schwachstellenanalyse in § 13 (7) erfolgt zu spät und hebt ausschließlich auf eine Verbesserung der organisatorischen Abläufe ab. Eine Regelung für Netzengpässe fehlt vollständig.

Die Aufgaben und Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen (§ 12, § 13) sind deshalb zu konkretisieren:

Über kurzfristige Übertragungseingpässe sowie die Maßnahmen, die zu ihrer Beseitigung ergriffen werden, ist die Regulierungsbehörde umgehend zu informieren. Sie überwacht und koordiniert darüber hinaus die Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung sich abzeichnender Engpässe.

Diskriminierungsfreie Einbeziehung dezentraler Stromerzeugungsanlagen

Dezentrale Erzeugungsanlagen liefern durch ihre verbrauchsnahe Einspeisung einen wichtigen Beitrag zur Netzentgeltreduzierung und zur Versorgungssicherheit. Dies ist im EnWG und in der Stromnetzentgeltverordnung entsprechend zu berücksichtigen.

Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang (§ 21, § 24) sind wie folgt zu konkretisieren:

In § 21 ist zu ergänzen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen mit Ausnahme derjenigen, die im EEG geregelt sind, Anspruch auf Erstattung der durch die Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte haben. In § 24 Satz 5 sind die letzten Worte „vorgesehen werden kann“ durch „vorzusehen ist“ zu ersetzen.

Weiterhin ist in § 24 eine Ziffer 9 zu ergänzen, die die Methoden zur Ermittlung der vermiedenen Netznutzung festlegt.

Der VDMA hat hierzu bereits im Jahr 2000 ein erstes Gutachten beim renommierten Beratungsunternehmen BET in Aachen anfertigen lassen. Einige wesentliche Punkte, wie z.B. die Einbeziehung der Umspannung sowie die Objektversorgung, d.h. Eigenerzeugungsanlagen deren Strom vollständig oder weit überwiegend z.B. in einem Mehrfamilienhaus bleibt, stehen hierbei im Widerspruch zur Anlage 6 der VV II Plus und erfordern eine diskriminierungsfreie Klärung. Mindestforderungen sind dabei, die Umspannung generell mit zu vergüten sowie für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung bis 150 kW elektrische Leistung auch die Einspeiseebene bei der Rückerstattung der Netznutzung mit hinzuzurechnen. Der Grenzwert für die allgemeine Anschlusspflicht in § 18 (2) ist für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls auf 150 kW anzuheben.

Regelenergie

Die Bestimmungen zur Beschaffung zur Regelenergie sind so zu modifizieren, dass eine regelzonenübergreifende gemeinsame Ausschreibung erfolgt. Die technischen Regelungen sind dabei auf ihre diskriminierungsfreie Anwendbarkeit auf eine möglichst große Zahl von Anbietern hin zu überprüfen.

§ 22 (2) ist so zu ergänzen, dass die Übertragungsnetzbetreiber hierzu verpflichtet werden.

Verhältnis Regulierungsbehörde Landesbehörden

Im Interesse einer bundeseinheitlichen Auslegung der gesetzlichen Regelungen sollte die Regulierung durch eine Bundesbehörde erfolgen. Die Festlegung in § 54 sollte beibehalten werden.

Werksnetze/Arealnetze

In § 110 werden Werksnetze von bestimmten Regelungen des EnWG freigestellt. Hierbei wird eine enge Abgrenzung der Werksnetze „auf vorwiegend industrielle Energieversorgungsnetze“ zugrunde gelegt. Neben diesen sind aber auch Arealnetze bzw. Objektnetze von den Regelungen betroffen, die der Versorgung von Letztverbrauchern dienen. Hierdurch würden sich neue, administrative Hemmnisse für diese zumeist mit in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Eigenerzeugungsanlagen versorgten Netzen ergeben. Die angesichts der meist geringen Größe der Netze unangebracht und zudem im Widerspruch zur EU-KWK-Richtlinie (2004/(/EG) stehen.

Die Definition der Werksnetze in § 110 ist um Arealnetze, die der Versorgung mit Energie in einem abgegrenzten Gebiet oder Objekt dienen, zu erweitern. Als Abgrenzungskriterium bietet sich hier der räumliche Zusammenhang an, wie er in § 9 (1) Nr. 3 des Stromsteuergesetzes verwendet wird.

Frankfurt, den 18. November 2004

Ansprechpartner:

Dipl.-Ing. Thorsten Herdan

Geschäftsführer

VDMA Fachverband Power Systems

Lyoner Str. 18

60528 Frankfurt/Main

Tel.: 069-66 03-13 07

Fax: 069-66 03-15 66

E-Mail thorsten.herdan@vdma.org

DEUTSCHER BUNDESTAG

Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)1491

8. November 2004

Information für den Ausschuss

Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 in Berlin

a) Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
(BT-Drucksache 15/3917)

b) Antrag der Abgeordneten Dagmar Wöhrl, Karl-Josef Laumann, Dr. Joachim Pfeiffer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU

Klaren und funktionsfähigen Ordnungsrahmen für die Strom- und Gasmärkte
schaffen (BT-Drucksache 15/3998)

c) Antrag der Abgeordneten Gudrun Kopp, Rainer Brüderle, Birgit Homburger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP

Für mehr Wettbewerb und Transparenz in der Energiewirtschaft durch klare
ordnungspolitische Vorgaben (BT-Drucksache 15/4037)

Verbraucherzentrale Bundesverband vzbv

Kernregelungen eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes aus Verbrauchersicht

Zu dem Gesetzentwurf des Bundeskabinetts (Datenblatt-Nr.: 15/09 108) schlägt der vzbv die folgenden Änderungen vor:

1. Der **Zweck des Gesetzes** und das **Ziel der Regulierung** müssen die Interessen der Verbraucher berücksichtigen (§ 1 EnWG).
2. Die Regelung zur **operationellen Entflechtung** sollte keine Weisungsmöglichkeiten des Energieversorgungsunternehmens gegenüber dem Netzbetrieb eröffnen (§ 8 EnWG).
3. Bereits im Gesetz sind die Prinzipien für einen wettbewerbsfördernden **Zugang der Netznutzer** zu den Energieversorgungsnetzen festzuschreiben (§ 20 EnWG).
4. Die Kalkulationsmethodik für Netzentgelte muss auf dem Prinzip der **effizienten Leistungsbereitstellung** beruhen (§ 21 EnWG).
5. Netzentgelte müssen von der Regulierungsbehörde zur besseren Kontrolle der Netzmonopole **ex ante** genehmigt werden (§ 23a EnWG).
6. Die **Verfahren und Rechte bei einem Anbieterwechsel** der Haushaltskunden müssen in einer eigenen Rechtsverordnung geregelt werden (§ 24 EnWG).
7. Die **Vorteilsabschöpfung** darf nicht zu Gunsten rechtswidrig handelnder Unternehmen eingeschränkt werden (§ 33 EnWG). Die Vorteilsabschöpfung zu Gunsten des Bundeshaushaltes durch Verbände ist auch bei fahrlässigen Verstößen zu ermöglichen (§ 34 EnWG).
8. Eine **Ersatzversorgung** ist zu den Allgemeinen Tarifen bzw. Grundtarifen zu gewährleisten (§ 38 EnWG).
9. **Die jährlichen** Berichte über die Versorgungszuverlässigkeit **der Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind von der Regulierungsbehörde zu veröffentlichen** (§ 52 EnWG).
10. Die Zuständigkeit für Streitigkeiten mit besonderer Berührung der Haushaltskunden und der sonstigen Kleinkunden ist einer **eigenen Beschlusskammer** bei der Regulierungsbehörde zu übertragen (§ 59 EnWG).
11. Es bedarf einer Stärkung der **Interessenvertretung von Verbrauchern** (§§ 64a und 41a EnWG). Hierzu

gehört auch ein umfassendes Antragsrecht der Verbraucherverbände auf Einleitung eines Verfahrens bei der Regulierungsbehörde (§ 66 EnWG) sowie eine Finanzierungsregelung für die unabhängige Interessenvertretung (§ 92 EnWG).

12. Die **Klagerechte der Verbraucherverbände** müssen auf alle Verstöße gegen das EnWG, insbesondere auf die Vorschriften zum Schutz der Letztverbraucher ausgeweitet werden (§ 42a EnWG).
13. Die **ex ante Endpreisgenehmigung** für allgemeine Tarife ist übergangsweise aufrechtzuerhalten.

Zu § 1 EnWG:

Zweck des Gesetzes und Ziel der Regulierung

(1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität.

(2) Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas zu angemessenen Preisen im Interesse der Verbraucher und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen, effizienten und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.

Begründung:

Die Liberalisierung eines Monopolmarktes zielt in einem ersten Schritt auf die Schaffung von Wettbewerb. Die Schaffung von Wettbewerb 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 aus der Sicht der Haushaltskunden und unter Berücksichtigung der weiterhin bestehenden Netzmonopole auf dem Strom- und Gasmarkt ist es erforderlich, das Ziel des Verbraucherschutzes in § 1 Abs. 1 EnWG als Zweck des Gesetzes und insoweit in Übereinstimmung mit der Stellungnahme des Deutschen Bundesrates in § 1 Abs. 2 EnWG als Ziel der Regulierung festzuschreiben. Die Regulierung muss der Wahrung der Verbraucherinteressen und nicht zuletzt dem Wohle der Millionen Haushaltskunden verpflichtet sein und sicherstellen, dass die Vorzüge eines dauerhaften Wettbewerbs auf den Energiemärkten den privaten Haushaltskunden zugute kommen.

Zu § 8 Abs. 4 EnWG:

Operationelle Entflechtung

(4) **Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen haben zu gewährleisten, dass die Netzbetreiber tatsächliche Entscheidungsbefugnisse in Bezug auf die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Netzes erforderlichen Vermögenswerte des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens besitzen und diese im Rahmen der Bestimmungen dieses Gesetzes unabhängig von der Leitung und den anderen betrieblichen Einrichtungen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausüben können. Zur Wahrung der wirtschaftlichen Befugnisse der Leitung des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens und seiner Aufsichtsrechte über die Geschäftsführung des Netzbetreibers im Hinblick auf dessen Rentabilität ist die Nutzung ge-**

sellschaftsrechtlicher Instrumente der Einflussnahme und Kontrolle, Festlegung allgemeiner Verschuldensobergrenzen und der Genehmigung jährlicher Finanzpläne oder gleichwertiger Instrumente, insoweit zulässig, als dies zur Wahrnehmung der berechtigten Interessen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens erforderlich ist. Dabei ist die Einhaltung der §§ 11 bis 16 sicherzustellen. Weisungen zum laufenden Netzbetrieb sind nicht erlaubt; ebenfalls unzulässig sind Weisungen im Hinblick auf einzelne Entscheidungen zu baulichen Maßnahmen an Energieanlagen, solange sich diese Entscheidungen im Rahmen eines vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen genehmigten Finanzplanes oder gleichwertigen Instrumentes halten.

Begründung:

Wie auch von der Deutschen BP Aktiengesellschaft gefordert, sollte die Regelung keine Weisungsmöglichkeiten gegenüber dem Netzbetrieb ermöglichen. Durch die Festlegung allgemeiner Verschuldensobergrenzen und die Genehmigung jährlicher Finanzpläne werden die Interessen des Gesamtunternehmens ausreichend gewahrt.

Zu § 20 EnWG:

Zugang zu den Energieversorgungsnetzen

(1) Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen und Entgelte für diesen Netzzugang als umfassende Standardangebote im Internet in der Weise zu veröffentlichen, dass sie ohne weitere Verhandlungen von Netznutzern angenommen werden können. Sie haben in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um einen effizienten und diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten. Sie haben ferner den Netznutzern die für einen effizienten Netzzugang erforderlichen Informationen diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Das bestehende transaktionsunabhängige Modell für den Netzzugang im Elektrizitätsbereich ist weiterzuentwickeln. Im Erdgasbereich ist ein transaktionsunabhängiges Entry-/Exit-Modell einzuführen, dass folgendes gewährleistet:

1. Der Zugang zu dem Marktplatz erfolgt durch den Erwerb von fester oder unterbrechbarer Kapazität für die Einspeisung beziehungsweise Ausspeisung von Gas in beziehungsweise aus einer Regelzone.
2. Die Einspeisekapazität kann unabhängig von der Ausspeisekapazität erworben und genutzt werden und umgekehrt.
3. Einspeise- und Ausspeisekapazität kann gebündelt und grundsätzlich zwischen Ein- und Ausspeisepunkten nach näherer Bestimmung gemäß § 24 verlagert werden.
4. Kapazitätsrechte können frei gehandelt werden.

(2) Betreiber von Energieversorgungsnetzen können den Zugang nach Absatz 1 verweigern, soweit sie nachweisen, dass sie nicht über die nötige Kapazität verfügen. Die Ablehnung ist substantiiert in Textform zu begründen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Auf Verlangen der beantragenden Partei muss die Begründung im Falle des Kapazitätsmangels auch aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und

damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes erforderlich wären, um den Netzzugang zu ermöglichen. Die Begründung kann nachgefordert werden. Potenziellen Kunden darf der Netzzugang nicht verweigert werden, wenn sie bereit sind, die notwendigen Kosten zum Ausbau des Netzes zu tragen.

(3) Wechselt ein Kunde zu einem neuen Lieferanten, stellt der Betreiber des Gasversorgungsnetzes, an das der Kunde angeschlossen ist, eine aufgrund des Lieferantenwechsels nicht mehr benötigte Kapazitätsbuchung zur Deckung des durch den Lieferantenwechsel entstehenden Kapazitätsbedarfs dieses Kunden zur Verfügung.

Begründung:

Wie auch vom VIK, dem BNE und der Deutschen BP Aktiengesellschaft gefordert, sind die Änderungen in § 20 Abs. 1 EnWG notwendig, um eine Massenmarkt- und Börsentauglichkeit des Netzzugangs und damit insbesondere auch einen leichten Lieferantenwechsel für Kleinkunden aus Netznutzersicht zu ermöglichen. Dafür ist eine § 23 TKG vergleichbare Verpflichtung zur Veröffentlichung der Netzzugangsbedingungen als annahmefähiges Standardangebot notwendig. Auch die Informationen sind den Netznutzern diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. In Übereinstimmung mit den vorgenannten Verbänden, der Deutschen BP Aktiengesellschaft und der Stellungnahme des Deutschen Bundesrates ist das transaktionsunabhängige Modell für den Netzzugang im Gasbereich im Zuge eines Entry-Exit-Modells einzuführen. Die Grundprinzipien des Modells der unabhängigen und damit flexiblen Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten sind im Gesetz festzulegen.

Die im Kabinettsentwurf des § 20 Abs. 2 EnWG verwendeten Begriffe „betriebsbedingt oder sonstige Gründe“ sind für eine Netzzugangsverweigerung zu unbestimmt und führen zu einer erheblichen Rechtsunsicherheit. In Übereinstimmung mit den Forderungen des VIK, des BNE und der Deutschen BP Aktiengesellschaft sollte die fehlende Kapazität 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 potentiellen Netzkunden ermöglicht werden, gegebenenfalls auf eigene Kosten den Netzzugang zu gestalten und auf diese Weise für mehr Wettbewerb zu sorgen.

Wie auch von der Deutschen BP Aktiengesellschaft gefordert, normiert § 20 Absatz 3 EnWG für den Gasmarkt das so genannte Rucksack-Prinzip für den Fall des Lieferantenwechsels. Dieses Prinzip sichert die Übernahme von Kapazitäten bei einem Lieferantenwechsel. Im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs wird damit verhindert, 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.

Zu § 21 Abs. 2 EnWG:

Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang

(2) Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung entsprechender Anreizsysteme und einer angemessenen Verzinsung des für eine effiziente Betriebsführung und Investitionstätigkeit notwendigen Kapitals gebildet. Eine Rechtsverordnung nach § 24 kann eine Abweichung von dieser kostenorientierten Entgeltbildung nur insoweit bestimmen, als sie eine Entgeltreduzierung gegenüber der Kostenorientierung zulässt. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach in einem Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.

Begründung:

In Übereinstimmung mit der Auffassung des Deutschen Bundesrates, des VIK, des BNE und der Deutschen BP Aktiengesellschaft müssen die Netzentgelte auf der Grundlage der Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung gebildet werden und nicht wie bislang vorgesehen unter Beachtung einer Nettosubstanzerhaltung. Das Prinzip der effizienten Leistungsbereitstellung hat im übrigen auch für die Erbringung von Ausgleichsleistungen zu 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.

Im Rahmen einer Anreizregulierung sind Pfade zur Kostensenkung vorzugeben, wie dies seit Jahren erfolgreich von der britischen Regulierungsbehörde zur Anwendung kommt. Sie geben den Unternehmen wirtschaftliche Anreize, wenn sie die Kosten über den vorgesehenen Pfad hinaus senken.

§ 23a EnWG – neu –:

Vorabgenehmigung von Entgelten für den Netzzugang und Ausgleichsleistungen

(1) Entgelte für den Netzzugang nach § 21 und von den Netznutzern geforderte Entgelte für die Erbringung von Ausgleichsleistungen nach § 23 bedürfen der Genehmigung der Regulierungsbehörde. Die Genehmigung ist zu erteilen, soweit die Entgelte den Bestimmungen dieses Gesetzes und den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Verordnungen entsprechen. Die genehmigten Entgelte sind Höchstpreise, die nicht überschritten werden dürfen.

(2) Die Genehmigung ist mindestens drei Monate vor dem Zeitpunkt zu beantragen, an dem die Entgelte wirksam werden sollen. Zur Erfüllung ihrer Aufgaben kann die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber aufgeben, ihr die Kalkulation der Entgelte anhand einer Darstellung der Kosten des Netzbetriebes in von ihr bestimmter Form darzustellen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit kann das Verfahren durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates näher ausgestalten.

(3) Die Genehmigung ist zu befristen und mit einem Vorbehalt des Widerrufs zu versehen; sie kann unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Ist vor Ablauf der Frist oder vor Wirksamkeit des Widerrufs eine neue Genehmigung beantragt, so können bis zur Entscheidung über den Antrag die zuletzt genehmigten Tarife beibehalten werden. Ist eine neue Entscheidung

nicht rechtzeitig beantragt, so kann die Regulierungsbehörde eine vorläufige Regelung treffen.

Begründung:

Der vzbv unterstützt den Vorschlag des Deutschen 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. Diese Regulierungsform ist gleichfalls deutlich besser geeignet möglichst effektive Kostensenkungsanreize zu setzen als eine nur nachträglich wirkende Missbrauchsaufsicht. Nur in einem Ex-ante-Regulierungssystem kann die Beweislast so umgekehrt werden, dass die Netzbetreiber gezwungen sind, höhere Kosten, als sie bei vergleichbaren Unternehmen entstehen, begründen zu müssen. Im übrigen wird dieses Regulierungssystem in fast allen EU-Mitgliedsstaaten erfolgreich angewendet.

Hilfswise könnte die Ex-ante-Regulierung entsprechend § 39 TKG in einem ersten Schritt auf Unternehmen mit beträchtlicher Marktmacht konzentriert werden. Dies kann durch eine Ergänzung des Absatzes 1 um einen Ausnahmetatbestand für nicht marktmächtige Unternehmen erfolgen: „Die Regulierungsbehörde kann bis zum 01.07.2007 von einer Entgeltgenehmigung bei solchen Unternehmen absehen, bei denen keine beträchtliche Marktmacht vorliegt. Für diese Unternehmen gilt § 21 EnWG entsprechend“.

Zu § 24 Satz 2 Nr. 2a EnWG:

Verfahren des Anbieterwechsels

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates

1. die Bedingungen für den Netzzugang einschließlich der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen oder Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen sowie Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang gemäß den §§ 20 bis 23 festzulegen, und
2. zu regeln, in welchen Fällen und unter welchen Voraussetzungen die Regulierungsbehörde diese Bedingungen oder Methoden festlegen oder auf Antrag des Netzbetreibers genehmigen kann.

Insbesondere können durch Rechtsverordnungen nach Satz 1...

- 2.a die Rechte der Haushaltskunden bei der Abwicklung eines Anbieterwechsels festgelegt werden,

Begründung:

Im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs bedarf es einer Verordnung, die Problemstellungen, die mit einem Anbieterwechsel verbunden sind, 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.

Zu § 33 EnWG:

Vorteilsabschöpfung durch die Regulierungsbehörde

(2) Absatz 1 gilt nicht, sofern der wirtschaftliche Vorteil durch Schadensersatzleistungen oder die Anordnung des Verfalls abgeschöpft ist. Soweit das Unternehmen Leistungen nach Satz 1 erst nach der Vorteilsabschöpfung erbringt, ist der abgeführte Geldbetrag in Höhe der nachgewiesenen Zahlung an das Unternehmen zurückzuerstatten.

Begründung:

In Übereinstimmung mit der Ansicht des Deutschen Bundesrates fordert der vzbv die Wörter „...oder durch die Verhängung einer Geldbuße...“ in § 33 Abs. 2 EnWG zu streichen. Die Vorteilsabschöpfung verfolgt als zivilrechtliches Instrumentarium den Zweck, einem rechtswidrig handelnden Unternehmen nicht die im Wettbewerb zu Unrecht gezogenen wirtschaftlichen Vorteile zu belassen. Diese Ausgleichsfunktion ist von der generalpräventiven Sanktion eines Bußgeldes unabhängig.

In Übereinstimmung mit dem Deutsche Bundesrat fordert der vzbv, den Verzicht auf die Vorteilsabschöpfung im Fall einer angeblich unbilligen Härte oder eines nur geringen Gewinns zu streichen. Der Verzicht auf die Vorteilsabschöpfung ist nicht sachgerecht. Die Herausgabe von rechtswidrig erlangtem Vermögen kann nicht von den subjektiven Auswirkungen auf den rechtswidrig Handelnden oder von dem Umfang des Gewinns abhängig gemacht werden. Zu berücksichtigen ist dabei insbesondere, dass jeder Unrechtsgewinn geeignet ist, den Wettbewerb zu verfälschen.

Zu § 34 Abs. 1 EnWG:

Vorteilsabschöpfung durch Verbände

(1) Wer einen Verstoß im Sinne des § 33 Abs. 1 begeht und hierdurch zu Lasten einer Vielzahl von Abnehmern einen wirtschaftlichen Vorteil erlangt, kann von dem gemäß § 32 Abs. 2 Nr. 1 und 2 zur Geltentmachung eines Unterlassungsanspruchs berechtigten auf Herausgabe dieses wirtschaftlichen Vorteils an den Bundeshaushalt in Anspruch genommen werden, soweit nicht die Regulierungsbehörde die Abschöpfung des wirtschaftlichen Vorteils durch Verfall oder nach § 33 Abs. 1 anordnet.

Begründung:

In § 34 Abs. 1 EnWG ist das Wort „...vorsätzlich...“ zu streichen. Eine Vorteilsabschöpfung durch Verbände zu Gunsten des Bundeshaushaltes ergänzt die Vorteilsabschöpfung durch die Regulierungsbehörde und kann damit die Umsetzung des Rechtsinstruments in der Praxis erhöhen. Die Vorteilsabschöpfung durch Verbände ist aber nur effektiv zu betreiben, wenn die Verbände von dem schwierigen Nachweis subjektiver Elemente auf Seiten des rechtswidrig handelnden Unternehmens entbunden sind. Für die Vorteilsabschöpfung kommt es nach § 33 Abs. 1 EnWG nicht auf die Art des Verschuldens an. Dann ist es im Interesse einer wirkungsvollen Vorteilsabschöpfung sachgerecht, den Verbänden die Möglichkeit der Gewinnabschöpfung zu Gunsten des Bundeshaushaltes auch in Fällen der fahrlässigen Begehung eines Verstoßes zu eröffnen.

In Angleichung an § 33 Abs. 2 EnWG ist die Einschränkung der Vorteilsabschöpfung bei Verhängung einer Geldbuße zu streichen.

Zu § 38 Abs. 1 EnWG:**Ersatzversorgung der Haushaltskunden zu Preisen der Grundversorgung/ der allgemeinen Tarife**

In § 38 Abs. 1 EnWG ist der Satz 3 zu erhalten:

Für Haushaltskunden dürfen die Preise die(jenigen) nach § 36 Abs. 1 Satz 1 nicht übersteigen.

Begründung:

Die Risiken eines Anbietersausfalls dürfen 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 zulassen würde, 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.

Zu § 41a EnWG – neu-:**Errichtung von Beschwerdestellen bei den Unternehmen für Haushaltskunden und Berichtspflicht**

Energieversorgungsunternehmen sind zur Errichtung von Beschwerdestellen für Beschwerden von Haushaltskunden und sonstigen Kleinkunden verpflichtet. Die Energieversorgungsunternehmen müssen einen vollständigen Bericht über die Art und den Umfang der Verbraucherbeschwerden sowie ihr Beschwerdemanagement zum 01. Mai jedes Jahres veröffentlichen und unverzüglich der Regulierungsbehörde vorlegen.

Begründung:

Beschwerdebearbeitung ist originäre Aufgabe der Unternehmen. Wie allgemein üblich müssen zunächst die Parteien untereinander eine einvernehmliche Lösung anstreben. Es muss deshalb gewährleistet werden, dass die Unternehmen erster Ansprechpartner der Kunden bleiben und keine Verlagerung auf die zuständige Verbraucherorganisation stattfindet. Erst in einem zweiten Schritt, wenn keine Einigung zwischen den Parteien erzielt werden konnte, soll die zuständige Verbraucherorganisation angerufen werden (siehe § 64a - neu -). Das Monitoring dient dazu, die Problemkreise, die am Markt gehäuft auftreten, zu identifizieren und die Regulierungsbehörde, die zuständige Verbraucherorganisation und den Gesetzgeber in die Lage zu versetzen, hierauf reagieren zu können.

Zu § 42a EnWG – neu -:**Unterlassungsanspruch, Schadensersatzpflicht, Vorteilsabschöpfung**

Die Vorschriften der §§ 32, 33, 34 gelten entsprechend für Verstöße gegen die Vorschriften von Teil 4, gegen eine Rechtsverordnungen auf Grund der Vorschriften von Teil 4 oder gegen eine auf Grundlage dieser Vorschriften erlassene Entscheidung der Regulierungsbehörde.

Begründung:

Die Vorschriften über Unterlassungs- und Schadensersatzansprüche sowie Vorteilsabschöpfung sind im gegenwärtigen Gesetzesentwurf zu eng gefasst. Sie greifen

nur bei Verstößen gegen die Vorschriften der Abschnitte 2 und 3 des EnWG, nicht dagegen bei Verstößen gegen die für Haushaltskunden besonders relevanten Vorschriften des Teil 4 (Energieförderung an Letztverbraucher). Das betrifft etwa Verstöße gegen die Grundversorgungspflicht (§ 36), gegen Regelungen zur Preis- und Vertragsgestaltung (§§ 39, 41) oder gegen Regelungen zur Stromkennzeichnung und zur Transparenz der Stromrechnungen (§ 42). In diesen Fällen müssen die Regelungen aus Teil 3 des Gesetzes zu Unterlassungs- und Schadensersatzansprüchen sowie zur Vorteilsabschöpfung entsprechend angewendet werden. Insbesondere sind hier im Interesse einer effektiven Rechtsdurchsetzung Klagebefugnisse der Verbraucherorganisationen geboten. Eine Ausweitung der Klagebefugnisse auf alle Verstöße gegen das Gesetz entspricht im Übrigen auch der Rechtslage beim neuen Telekommunikationsgesetz.

Zu § 52 Satz 6 EnWG:**Veröffentlichung des Berichts über Versorgungsstörungen durch die Regulierungsbehörde**

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Dieser Bericht hat mindestens folgende Angaben für jede Versorgungsunterbrechung zu enthalten:

1. den Zeitpunkt und die Dauer der Versorgungsunterbrechung,
2. das Ausmaß der Versorgungsunterbrechung und
3. die Ursache der Versorgungsunterbrechung.

In dem Bericht hat der Netzbetreiber die aufgrund des Störungsgeschehens ergriffenen Maßnahmen zur Vermeidung künftiger Versorgungsstörungen darzulegen. Darüber hinaus ist in dem Bericht die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenen Letztverbraucher für das letzte Kalenderjahr anzugeben. Die Regulierungsbehörde kann Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts machen sowie Ergänzungen und Erläuterungen des Berichts verlangen, soweit dies zur Prüfung der Versorgungszuverlässigkeit des Netzbetreibers erforderlich ist. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht die Berichte der Betreiber von Energieversorgungsnetzen zum 31. Juli eines Jahres. Sofortige Meldepflichten für Störungen mit überregionalen Auswirkungen richten sich nach § 13 Abs. 6.

Begründung:

Zunächst ist nicht nachzuvollziehen, wieso die Berichtspflicht bisher ausschließlich für Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorgesehen ist. Die Berichtspflicht dient der Feststellung der bestehenden Versorgungszuverlässigkeit und muss sich damit auch auf den Gasmarkt erstrecken.

Die Versorgungszuverlässigkeit ist ein entscheidendes Kriterium für die Güte der Energieversorgung der Verbraucher. Deshalb besteht ein hohes allgemeines Interesse, die Ergebnisse der Berichte nach § 52 EnWG öffentlich zu machen. Im Gesetz muss vorgesehen werden, dass die Regulierungsbehörde die aus den Berichten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen gewonnenen Erkenntnisse veröffentlicht werden. § 63 Abs. 3 und Abs. 4 EnWG sieht diese Berichterstattungspflicht bisher nicht vor. Auch die Berichterstattungspflicht des Bundesmini-

steriums für Wirtschaft und Arbeit nach § 63 Abs. 1 EnWG regelt nicht die Veröffentlichung der jährlichen Berichte der Betreiber von Energieversorgungsnetzen. Die Pflicht zur Veröffentlichung der Berichte nach § 52 EnWG könnte alternativ als Abs. 3a in den § 63 EnWG integriert werden.

Zu § 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG:

Beschlusskammer für Haushaltskunden und sonstige Kleinkunden

(1) Die Entscheidungen der Regulierungsbehörde nach dem Gesetz werden von den Beschlusskammern getroffen, die nach Bestimmung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit gebildet werden. Für die Belange der Haushaltskunden und sonstigen Kleinkunden ist eine eigene Beschlusskammer einzurichten.

Begründung:

Die Regelungen zur Organisation der Regulierungsbehörde tragen der besonderen Betroffenheit der Verbraucher von der Entwicklung der Liberalisierung bisher keine Rechnung. 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.

Zu § 64a EnWG – neu –:

Unabhängige Interessenvertretung für Haushaltskunden

(1) Die Regulierungsbehörde richtet eine unabhängige Interessenvertretung für Haushaltskunden ein. Hierbei bedient sich die Regulierungsbehörde der öffentlich finanzierten Verbraucherverbände.

(2) Die unabhängige Interessenvertretung für Haushaltskunden hat die Aufgabe,

1. Haushaltskunden über ihre Rechte und Wahlmöglichkeiten in den Märkten für Elektrizität und Erdgas zu beraten und zu informieren,
2. Konflikte zwischen Energieversorgungsunternehmen und Haushaltskunden zu schlichten, wenn die Beschwerde eines Haushaltskunden von der Beschwerdestelle eines Energieversorgungsunternehmens zuvor ganz oder teilweise abgewiesen wurde,
3. Informationen über die Entwicklung der Märkte für Elektrizität und Erdgas aus Sicht der Haushaltskunden zu sammeln und auszuwerten und im Fall von Fehlentwicklungen Vorschläge für Gegenmaßnahmen zu erarbeiten.

Die Klagerechte der Verbraucherverbände nach § 32 Abs. 2 Nr. 2 und § 42a sowie die Klagerechte der Verbraucher bleiben unberührt.

Begründung:

Zu Absatz 1: 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.

Zu Absatz 2: Die unabhängige Interessenvertretung der Verbraucher hat drei Funktionen:

1. Beratung und Information der Verbraucher: 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, die sie benötigen, um ihre Rechte und Wahlmöglichkeiten auf dem Energiemarkt auch wahrnehmen zu können.

2. Bearbeitung von Verbraucherbeschwerden: Beschwerden von Verbrauchern werden in erster Linie von den Beschwerdestellen bei den Unternehmen bearbeitet (s. § 41a - neu). 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 jeweils 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, muss den Verbrauchern professionelle Unterstützung bei der Bearbeitung von Beschwerden geboten werden, sofern die Energieversorgungsunternehmen der Beschwerde nicht oder nicht vollständig abgeholfen haben. Diese Hilfestellung muss von unabhängiger Seite kommen.

3. Beobachtung der Märkte für Elektrizität und Erdgas für Haushaltskunden: Die unabhängige Interessenvertretung der Haushaltskunden ermittelt die Einschätzung der Verbraucher vom Funktionieren der Märkte für Elektrizität und Erdgas, u. a. durch Auswertung der eingegangenen und bearbeiteten Verbraucherbeschwerden, sie analysiert Fehlentwicklungen und entwickelt Vorschläge, vor allem gegenüber der Regulierungsbehörde und gegenüber dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, wie diesen Fehlentwicklungen durch eine verbesserte Regulierung entgegenzutreten ist. Beispiele für die Marktbeobachtung aus Sicht der Haushaltskunden sind etwa

- die Versorgungssicherheit im Niederspannungsbereich,
- die Entwicklung der Preise für Haushaltskunden für Strom und Erdgas einschließlich der verwendeten Tarifmodelle, der Preisdifferenzierung zwischen Ge-

- schäfts- und Privatkunden und der regionalen Preisunterschiede,
- die Modalitäten des Anbieterwechsels,
 - die von den Energieversorgungsunternehmen angewendeten Methoden zur Gewinnung von Neukunden und zur Steigerung des Absatzes,
 - die Stromkennzeichnung und die Transparenz der Stromrechnungen, unter anderem mit Blick auf die gesonderte Ausweisung des Entgelts für den Netzzugang, und
 - die Möglichkeiten für Haushaltskunden, selbst erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz einzuspeisen.

Zu § 66 Abs. 1 Satz 2 EnWG – neu -:

Antragsrecht zur Einleitung eines Verfahrens

(1) Die Regulierungsbehörde leitet ein Verfahren von Amts wegen oder auf Antrag ein. Antragsberechtigt sind auch Verbraucherzentralen und andere Verbraucherverbände, die mit öffentlichen Mitteln gefördert werden, wenn der Antrag darauf gerichtet ist, ein Verhalten abzustellen, das die Interessen der Verbraucher insgesamt erheblich berührt.

Begründung:

Zwar wird den Verbraucherverbänden als Personenvereinigungen nach § 31 Abs. 1 EnWG ein Antragsrecht für besondere Missbrauchsverfahren gegen Netzbetreiber eingeräumt. Eine entsprechende Regelung fehlt jedoch für allgemeine Aufsichtsmaßnahmen der Regulierungsbehörde, mit denen Unternehmen gesetzwidrige Verhalten untersagt werden. 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.

Zu § 92 Abs. 1 EnWG:

Beitrag

(1) Zur Deckung der Kosten der Regulierungsbehörde für Maßnahmen zur Sicherstellung eines chancengleichen und funktionsfähigen Wettbewerbs auf den Märkten für die leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas und für die Verwaltung, Kontrolle sowie Durchsetzung von mit diesem Gesetz verbundenen Rechten und Pflichten, darauf beruhenden Verordnungen und Nutzungsrechten, soweit sie nicht anderweitig durch Gebühren oder Auslagen nach diesem Gesetz gedeckt sind, haben die Betreiber von Energieversorgungsnetzen einen Beitrag zu entrichten. Dies umfasst auch die Kosten für die in Satz 1 genannten Aufgaben in Bezug auf die internationale Zusammenarbeit und die Kosten für die unabhängige Interessenvertretung für Haushaltskunden nach § 64a. Der auf das Allgemeininteresse entfallende Kostenanteil ist beitragsmindernd zu berücksichtigen.

Begründung:

Zu den Regulierungsaufgaben im Energiemarkt gehört es auch, den Interessen der Haushaltskunden im Energiemarkt hinreichend Geltung zu verschaffen. Ebenso wie die sonstigen Regulierungsaufgaben dient die Interessenvertretung der Haushaltskunden dazu, die erforderlichen

Bedingungen für einen Qualitätswettbewerb auf den Märkten für Elektrizität und Erdgas zu schaffen. Die Interessenvertretung der Haushaltskunden ist daher zugleich im Interesse der Energieversorgungsunternehmen. Daher sind die Kosten hierfür ebenfalls durch Beiträge der Energieversorgungsunternehmen zu refinanzieren.

Zu § 118 Abs. 3a EnWG – neu -:

Ex ante Endpreisgenehmigung für Allgemeine Tarife

(3a) Abweichend von § 40 bedürfen die Allgemeinen Tarife für die Belieferung mit Elektrizität nach § 36 Abs. 1, § 38 Abs. 1 und § 39 Abs. 1 bis zum 31. Dezember 2007 der Genehmigung der nach Landesrecht zuständigen Behörde. Die Allgemeinen Tarife sind zu genehmigen, wenn sie missbrauchsfrei im Sinne des § 40 Abs. 2 sind. Die Genehmigung ist unter Beifügung einer § 40 Abs. 3 entsprechenden Darstellung der Kosten- und Erlöslage mindestens drei Monate vor dem Zeitpunkt zu beantragen, zu dem sie wirksam werden soll; in Ausnahmefällen kann die Behörde eine kürzere Frist zulassen. Der Grundversorger ist verpflichtet, der Behörde auf Verlangen weitere Unterlagen, die für die Beurteilung des Antrages von Bedeutung sein können, zur Verfügung zu stellen. § 55 Abs. 2 findet Anwendung. Die Genehmigung ist zu befristen und mit einem Vorbehalt des Widerrufs zu versehen; sie kann unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Ist vor Ablauf der Frist oder vor Wirksamkeit des Widerrufs eine neue Genehmigung beantragt, so können bis zur Entscheidung über den Antrag die zuletzt genehmigten Allgemeinen Tarife beibehalten werden. Ist eine neue Genehmigung nicht rechtzeitig beantragt, so trifft die Behörde eine vorläufige Regelung. Nach § 12 der Bundestarifordnung Elektrizität vom 18. Dezember 1989 genehmigte Pflichttarife gelten im Sinn dieses Absatzes als genehmigte Tarife.

Begründung:

Wie auch vom Deutschen Bundesrat gefordert soll zumindest für eine erste Übergangszeit die präventive Kontrolle der Stromtarife aufrechterhalten werden. Solange ein funktionierender Wettbewerb auf den Energiemärkten in Deutschland nicht festzustellen ist, kann auf die ex ante Genehmigung der bestehenden Allgemeinen Tarife für den Strommarkt nicht verzichtet werden.

Berlin, 25.10.2004