DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1605**

14. Dezember 2004

Materialien

zur öffentlichen Anhörung in Berlin am 15. Dezember 2004

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

Zusammenstellung der schriftlichen Stellungnahmen

A. Mitteilung und Liste der eingeladenen Sachverständigen 2

B. Schriftliche Stellungnahmen der eingeladenen Verbände und Einzelsachverständigen 3

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) 3
Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) 14
Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK) 32
Bundeskartellamt 62
Regulierungsbehörde Telekommunikation und Post (Reg TP) 67
Verband deutscher Gas- und Stromhändler (EFET Deutschland) 70
Prof. Dr. Ulrich Ehricke, Universität Köln 72
Herr RA Christian von Hammerstein, Hogan & Hartson Raue L.L.P. 75

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

14. Dezember 2004

Sekretariat des Ausschusses: ☎32487
Sitzungssaal: ☎31483
31487
Fax: 30487

Mitteilung

Tagesordnung

81. Sitzung des
Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit
am Mittwoch, dem 15. Dezember 2004, 13.00 – 15.00 Uhr
10557 Berlin, Marie-Elisabeth-Lüders-Haus, Sitzungssaal 3.101

Vorsitz: Abg. Dr. Rainer Wend

Einziger Punkt der Tagesordnung

Öffentliche Anhörung von Sachverständigen

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

Hierzu Ausschussdrucksache 15(9)1362

Dr. Rainer Wend
Vorsitzender

Sachverständigenliste

- Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)
- Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (BGW)
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK)
- Bundeskartellamt
- Regulierungsbehörde Telekommunikation und Post Reg TP
- Verband deutscher Gas- und Stromhändler (EFET Deutschland)
- Prof. Dr. Ulrich Ehricke, Direktor des Instituts für Energierecht, an der Universität zu Köln
- Herr RA Christian von Hammerstein, Hogan & Hartson Raue L.L.P.

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1606**

14. Dezember 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen am 15. Dezember 2004 zum Thema

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 1 Anwendungsbereich

Empfehlung zu § 1, folgende Sätze 2 und 3 aufzunehmen:

Diese Verordnung regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen (Netznutzungsentgelte). Im Sinne dieser Verordnung sind Gasverteilnetze in örtliche und regionale Gasverteilnetze zu unterscheiden. Die Entgelte für sonstige Hilfsdienste gem. § 14 Abs. 3 GasNZV sowie für weitere, über die dort genannten hinausgehenden Dienstleistungen und deren Bildung sind nicht Gegenstand dieser Verordnung.

Begründung:

Im Anwendungsbereich ist eine Klarstellung hinsichtlich der Stufigkeit der Gaswirtschaft notwendig. Gegenstand der Verordnung sind nicht weitere Dienstleistungen, die der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Netzzugang anbieten kann. Hier besteht keine weitere Regulierungsnotwendigkeit.

§ 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung

Empfehlung § 3 Abs. 1:

Neuer Satz 6: „Zum Zeitpunkt der Entgeltkalkulation bekannte aktuelle Entwicklungen können berücksichtigt werden."

Begründung:

Gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr sollten im Sinne kontinuierlicher Entgeltermittlung Berücksichtigung finden.

Teil 2

Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte

Abschnitt 1

Kostenartenrechnung

§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung

Empfehlung zu § 4 Abs. 1 S. 1, Streichung 1. Halbsatz:

„Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind auf der Grundlage einer gaswirtschaftlich rationellen Betriebsführung anzusetzen."

Begründung:

Die GasNEV verlangt vom Netzbetreiber, dass dieser nur die Kosten ansetzen darf, die „den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen". Zum Zeitpunkt der Kalkulation der Netzkosten kann der Netzbetreiber jedoch nicht wissen, wie hoch die Kosten anderer Netzbetreiber sind und kann diesen Tatbestand auch entsprechend nicht in seiner Kostenermittlung berücksichtigen.

§ 6 Kalkulatorische Abschreibungen

Empfehlung zu § 6 Abs. 2, Ziff. 2, neuer S. 2:

Die kalkulatorischen Abschreibungen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

1. …;
2. des fremdfinanzierten Anteils der Anlagegüter, ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von den jeweiligen, bilanziell aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten) ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Fremdkapitalquote zu multiplizieren. Sind die historischen AHK nicht verfügbar, sind diese in einem Schätzverfahren sachgerecht zu ermitteln.

Begründung:

Die zum Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig bilanziell aktivierten AHK sind für Netzbetreiber insbesondere dann nicht relevant, wenn ein Netz nicht selbst errichtet, sondern erworben wurde. Die erstmalig bilanziell aktivierten AHK sind in diesem Fall und auch in anderen Fällen im Unternehmen nicht verfügbar. Eine miss-

bräuchliche Erhöhung wird ausgeschlossen durch eine Konkretisierung in Bezug auf konzerninterne Veräußerungen.

Empfehlung zu § 6 Abs. 2 S. 4, Änderung:

„Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restbuchwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der Netznutzungsentgelte bis zum 31.12.2007 auf höchstens 50 Prozent und ab dem 01.01.2008 auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen kalkulatorischen Nutzungsdauer nach Anlage 1 vorzunehmen."

Begründung:

Die Eigenkapitalquote lässt sich nur mittelfristig absenken. Da es im Gegensatz zum Strom im Gasbereich noch keine Verpflichtung zur Absenkung der Eigenkapitalquote im Rahmen der Verbänder-einbarungen gab, sollte Gasnetzbetreibern eine Frist zur Absenkung der Quote bis 2008 gewährt werden.

Empfehlung zu § 6 Abs. 3 S. 2 (Änderung), Neuformulierung S. 3:

„Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte zum jeweiligen Stichtag erfolgt unter Verwendung der anlagen- bzw. anlagengruppenspezifischen Preisindizes der Anlage 3. Sofern indizierte Tagesneuwerte nicht zu plausiblen Ergebnissen führen, sind aktuelle Tagesneuwerte auf Basis von Angebotspreisen anzusetzen."

Begründung:

Anlage 6 beinhaltet ein in sich geschlossenes, transparentes Indizierungskonzept. Jedoch können die mittels Indizes ermittelten Tagesneuwerte unter den tatsächlichen Wiederbeschaffungswerten liegen. In solchen Fällen muss es möglich sein, mittels der Bewertung des Netzes an Hand von Angebotspreisen den realen Wert zu ermitteln (z.B. bei der Übernahme von Netzen zu Sachzeitwerten).

Empfehlung zu § 6 Abs. 4 und 5, Streichung:

§ 6 Abs. 4 und 5 sind methodisch nicht sachgerecht und praktisch nicht durchführbar.

Begründung:

Nach dem Konzept der Nettosubstanzerhaltung erfolgt zum ersten über den Preisbestandteil kalkulatorische Abschreibungen der Rückfluss des eingesetzten Kapitals an den Netzbetreiber (Eigen- und Fremdkapital). Zum weiteren soll das Konzept den Netzbetreiber in die Lage versetzen, eine Erneuerungsinvestition mit gestiegenen Herstellungskosten vorzunehmen, bei Einhaltung der bisher (anerkannten) Eigenkapitalquote. Es bedarf einer neuen Investition, die wiederum über den Preis, sprich kalkulatorische Abschreibung, verdient werden muss. Die Investitionszyklus übergreifende Saldierung basiert auf der Annahme, dass nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer die Mittel vorhanden sind, um die Erneuerungsinvestition damit zu finanzieren. Die kalkulatorischen Entgeltbestandteile für die Abschreibungen sind jedoch verwandt worden, um die Bankdarlehen zu tilgen. Der verbleibende Anteil dient der evtl. Erhöhung des Eigenkapitals (Rücklagenbildung aufgrund inflatorisch bedingter Prozesse), um bei einer erneuten Investition die bisherige Eigenkapitalquote zu erhalten.

Die Systematik der Abs. 4 und 5 erfordert für jedes Anlagegut (also jeden einzelnen Leitungsabschnitt), die Abschreibungsbeträge über 40-50 Jahre festzuhalten. Dieses führt zu einem unverhältnismäßigen zusätzlichen Aufwand in den Unternehmen. Sowohl in der Technik als auch in der Buchhaltung und der IT. Eine Ermittlung für die Vergangenheit ist nicht möglich, da die Datenbasis fehlt. Die kumulierten Abschreibungen zu Tagesneuwerten auf Anlagengutebene existieren nicht und können auch nicht nachträglich ermittelt werden.

Das zuvor vorgeschlagene Indizierungsverfahren verhindert zuverlässig, dass überhöhte Tagesneuwertansätze erfolgen. Daher ist ein ohnehin praktisch nicht durchführbarer Vergleich zwischen der „Amortisationssumme" (kumulierte Tagesneuwertabschreibungen einschl. Inflationsbeitrag aus der Verzinsung des dem jeweiligen Anlagegut zuzurechnenden Kapitals) und dem Wiederbeschaffungswert nicht erforderlich.

Die Regelung des Abs. 5 suggeriert, dass der Kunde durch die Zahlung der kalkulatorischen Abschreibung eine Finanzierung der Netzanlagen vornimmt und bei nicht gleichwertiger Reinvestition Geld zurückfordern kann. Dies ist betriebswirtschaftlich nicht korrekt.

Die zurückfließende, inflationierte Abschreibung steht in Gänze dem Investor zu, da dieser die Netzanlagen vorfinanziert hat. Die Abschreibung ist nicht zweckgebunden an eine Reinvestition. In einer Marktwirtschaft kann der Investor alternativ zur Reinvestition sein Geld aus dem Unternehmen ziehen und damit ihm opportuner erscheinende Unternehmungen finanzieren.

Beim Rückbau von Anlagen schrumpft die Substanz des Unternehmens und Kapital, das der Investor nun abziehen kann, wird frei für andere Unternehmungen.

Die Zielsetzung dieses Absatzes ist somit betriebswirtschaftlich im Grundsatz nicht begründbar.

Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung unterscheiden sich hier lediglich in der Methode, mit der die Kapitaleinlage des Investors inflationiert wird. Während - dem Gedanken einer nachhaltigen Bewirtschaftung entsprechend - im System der Nettosubstanzerhaltung eine fiktive Reinvestition bewertet wird, stellt das System der Realkapitalerhaltung auf eine von der Netzanlage unabhängige, pauschale Inflationierung des Kapitals ab.

§ 7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Empfehlung zu § 7 Abs. 1, neuer S. 3:

„Das die zugelassene kalkulatorische Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital ist nominal wie Fremdkapital zu verzinsen."

Begründung:

Es darf keine Diskriminierung des Eigenkapitals gegenüber dem Fremdkapital stattfinden. Die Begrenzung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote ist als besonders kritisch anzusehen. Es ist zu bedenken, dass die kalkulatorische Eigenkapitalquote um ca. das 1,6-fache höher liegen kann, als die bilanzielle Eigenkapitalquote. Die Begren-

zung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote wirkt sich in Form einer verstärkten Absenkung auch auf die bilanzielle Eigenkapitalquote aus (Erhöhung des Verschuldungsgrades), damit verschlechtert sich das Rating der betroffenen Unternehmen. Da sich Kreditgeber, Analysten und Eigenkapitalgeber grundsätzlich an der bilanziellen Eigenkapitalquote orientieren, wird die Akquirierung von Fremdkapital (Basel II) verteuert und der Unternehmenswert signifikant verringert.

Sollte trotz der geäußerten ernsten Bedenken eine Eigenkapitalquotenbegrenzung in der Verordnung umgesetzt werden, so ist zumindest eine Diskriminierung der Eigenkapitalgeber gegenüber dem Fremdkapitalgeber zu vermeiden. Unter diesen Umständen ist für das die Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital die Verzinsung nominal wie Fremdkapital anzusetzen.

Empfehlung zu § 7 Abs. 3 (Neuformulierung):

„Der in Ansatz zu bringende Eigenkapitalzinssatz wird ermittelt auf Basis

1. des auf die letzten vierzig abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten,
2. abzüglich des auf die letzten vierzig abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte im Inlandsabsatz und
3. zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdekkung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Abs. 4."

Begründung:

Im Hinblick auf eine zu gewährleistende Preisstabilität ist bei der Basiszinsermittlung mit Blick auf Planungssicherheit und Reduzierung von Preisschwankungen wie bisher dringend zu einem langfristigen, nutzungsdauerkonformen Durchschnitt zu raten (Beibehaltung des 40-Jahresdurchschnitts).

Bei der Investition in Gasnetze handelt es sich um sehr langfristige Investitionen mit einer Laufzeit von teilweise über 50 Jahren. Unter dem Erfordernis der Reduzierung von Schwankungen des Basiszinssatzes und damit einhergehend der Netzentgelte wurde bei der VV II Gas 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 lang laufenden Zinssätzen, so dass hier ein über den Zeitablauf konstant gehaltener Zinssatz angesetzt werden kann. Eine leichte Verstetigung erfährt der Zinssatz ab einem Durchschnitt von etwa 20 Jahren.

Es sollte aus Gründen der Fristenkongruenz und der Stetigkeit der Kalkulation der in der VV II Gas verwendete langfristige Durchschnitt zur Basiszinssatzermittlung gewählt werden.

Zur Ermittlung des Realzinssatzes ist auf den Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte im Inlandsabsatz abzustellen. Da bei der Nettosubstanzerhaltung hinsichtlich der Inflationierung die Investitionsgüter der jeweiligen Unternehmen im Mittelpunkt stehen, ist an dieser Stelle die Berücksichtigung der Entwicklung der Verbraucherpreise nicht sachgerecht.

Empfehlung zu § 7 Abs. 4, Ergänzung:

„Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist kapitalmarktüblich, insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:"

Begründung:

Es ist sicherzustellen, dass die Ermittlung des Wagniszuschlags nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Methoden kapitalmarktorientiert erfolgt.

Empfehlung zu § 7 Abs. 4 Nr. 2, Ergänzung:

„2. durchschnittliche kapitalmarktübliche Verzinsung vergleichbarer Anbieter in den anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union;"

Begründung:

Die Strukturen und Rahmenbedingungen im Ausland können sich von denen in Deutschland erheblich unterscheiden. Dies betrifft unter anderem die Kosten-, die Markt- und die Branchenstruktur sowie den unternehmerischen Gestaltungsspielraum in den verschiedenen Staaten. Selbst innerhalb der Europäischen Union gibt es in diesen Bereichen wesentliche Unterschiede, die berücksichtigt und bewertet werden müssen. Ein Vergleich, der darüber hinausgeht, z. B. ein Vergleich mit Transformationsländern, ist unter diesen Bedingungen nicht sachgerecht.

Empfehlung zu § 7 Abs. 4 Nr. 3, Ergänzung:

„3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse;

a. Kapitalstruktur der Betreiber von Gasversorgungsnetzen
b. Langfristige Erfordernisse hinsichtlich der Rendite für das eingesetzte Eigenkapital, wobei auch die leistungsspezifischen Risiken des eingesetzten Eigenkapitals berücksichtigt werden können."

Begründung:

Eine risikoadäquate Verzinsung muss die spezifischen Risiken eines Gasnetzbetreibers berücksichtigten. Auf der Grundlage des CAPM-Ansatzes ist dazu ein Risikozuschlag zu ermitteln. Eine ausführliche, systematische Ableitung enthält das 2004 fertig gestellte „Gutachten zur Bestimmung und zur Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatzes von Netzbetreibern in der Gaswirtschaft" von Prof. Ralf Diedrich. Nachfolgend sind einige wichtige Faktoren kurz zusammengefasst. Insbesondere die zunächst aufgeführten Risikopositionen sind als gasspezifisch anzusehen:

- starke Witterungsabhängigkeit des Gasabsatzes (Wärmegewinnung)
- durchgängige Substituierbarkeit von Gas durch andere Energieträger
- der Direktleitungsbau
- sonstigen gesetzliche Rahmenbedingungen (künftige Maßnahmen des Gesetzgebers zur Senkung des Energieverbrauchs, Bedeutung der erhöhten Mineralölsteuerbelastung)

- Regulierungsrisiko
- die Langfristigkeit der Kapitalbindung in den Gasnetzen und Immobilität der Gasnetze.

Empfehlung zu § 7 Abs. 5, S. 1, Neuformulierung:

„Der Eigenkapitalzinssatz wird von der Regulierungsbehörde nach den Absätzen 3 und 4 alle zwei Jahre, erstmals zum 01. Januar 2008, nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes festgestellt."

Begründung:

Politisch ist vereinbart, in kurzer Frist eine von der Regulierungsbehörde zu leistende Überprüfung des Gasmarktmodells (1 Jahr) und eine nach zwei Jahren zu leistende Überprüfung des Gesamtregulierungsmodells (2 Jahre) durchzuführen. Davon sollte die ebenfalls von der Regulierungsbehörde zu leistende Überprüfung des Wagniszuschlages entzerrt werden, so dass eine fixe Festlegung für die ersten drei Jahre sachgerecht erscheint.

§ 8 Kalkulatorische Steuern

Empfehlung zu § 8, S.1 (Ergänzung) und Einfügung neuer S. 3:

„Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten können die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnenden Ertragssteuern als kalkulatorische Kostenpositionen in Ansatz gebracht werden. Bei der Ermittlung der Gewerbesteuer ist die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen. Die kalkulatorischen Steuern auf den Scheingewinn müssen als Kosten berücksichtigt werden."

Begründung:

Die GasNEV berücksichtigt den Ansatz der Körperschaftsteuer nicht bei der Eigenkapitalverzinsung. Diese Vorgehensweise steht in auffälligem Gegensatz zum europäischen wie auch deutschen Regulierungsumfeld.

Wie im Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) bereits im Jahre 2003 betont, ist eine kapitalmarktorientierte Verzinsung des Eigenkapitals sicherzustellen. Bei dieser aus den Kapitalmarktdaten abzuleitenden risikoadäquaten Eigenkapitalrendite handelt es sich aufgrund fundierter betriebswirtschaftlicher Erkenntnisse um eine Rendite nach Unternehmenssteuern. Es kann daher kein Dissens darüber bestehen, dass neben der Gewerbesteuer auch die zu Lasten des Netzbetreibers gehende Körperschaftsteuer über die Umsatzerlöse verdient werden muss und insofern als Kostenelement bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen ist.

Parallel zur kostenrechnerischen Kalkulationslehre sind in diesem Zusammenhang auch die Erkenntnisse der empirischen Kapitalmarktforschung hilfreich. Die CAPM-rechnerischen Renditeüberlegungen stellen ausdrücklich fest, dass die Eigenkapitalrendite als Rendite nach Unternehmenssteuern zu verstehen (Gerke) und damit kalkulationsrelevant ist.

Alle Ertragssteuern, die in der Folge der Differenz von kalkulatorischen Abschreibungen zu handelsrechtlichen Abschreibungen anfallen, müssen zur Gewährleistung der Substanzerhaltung als Kosten angesetzt werden. Bereits im Kalkulationsschema der Verbändevereinbarung VV II Gas wurde diese Notwendigkeit erkannt und entsprechend berücksichtigt. Ein ersatzloser Wegfall der Steuern auf den Scheingewinn innerhalb der Entgeltkalkulation bedeutet eine erhebliche Gefährdung der langfristigen Substanzerhaltung von Gasversorgungsnetzen.

§ 9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Empfehlung zu § 9 Abs. 1, S. 2 (alt) ersetzen durch neuen S. 2:

„Die Auflösung der Baukostenzuschüsse sollte kalkulatorisch erfolgen, aus Vereinfachungsgründen können die Auflösungsbeträge der GuV angesetzt werden."

Begründung:

Steuerliche und kalkulatorische Auflösung von Baukostenzuschüssen sollten nach Möglichkeit übereinstimmen. Die Auflösung sollte kalkulatorisch erfolgen, um der systembedingten Abhängigkeit zwischen kalkulatorischer Abschreibung und Auflösung der BKZ bei der Kalkulation der Netzentgelte Rechnung zu tragen. Die Übernahme der GuV-Beträge kann aus Vereinfachungsgründen erfolgen. Sie ist der Auflösung über 20 Jahre vorzuziehen, da hierbei ein zusätzliches Berechnungsmodul zu führen wäre. Die steuerliche Auflösung von BKZ erfolgt auf Basis der Abschreibungsdauern.

Empfehlung zu § 9 Einfügung Abs. 3 (neu):

„Zins- und Beteiligungsbeträge sind nur bis zur Höhe des Betrages kostenmindernd anzusetzen, der den in den Erträgen enthaltenen, zur Wiederbeschaffung notwendigen Zinsanteil übersteigt."

Begründung:

Die sich zwischen kumulierter Abschreibung und Wiederbeschaffungswert des neuen Anlagengutes ergebende Finanzierungslücke kann nur über die Verzinsung (Inflationsanteil) aus der Wiederanlage der Abschreibungen geschlossen werden. Der kostenmindernde Ansatz der Zinserträge verhindert die Erwirtschaftung dieser Finanzierungslücke und führt zu Substanzverlusten, für die in der Vergangenheit kalkulierten Aschreibungsbeträge keine Wertaufholung zu aktuellen Tagesneuwerten stattfindet.

§ 10 Periodenübergreifende Saldierung

Empfehlung zu § 10 S. 2 und 3 Ergänzung:

„Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 über den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, ist der entsprechende Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages mit einem angemessenen Zinssatz in der übernächsten Kalkulationsperiode kostenmindernd in Ansatz zu bringen. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, kann der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages mit einem angemessenen Zinssatz in der übernächsten Kalkulationsperiode kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden.

Begründung:

Die Forderung nach einer Saldierung von einer Periode (n) und die Berücksichtigung des Saldos in der nächsten Periode (n+1) ist nicht möglich, da bereits 3 Monate vor Ablauf einer Periode (n) die Netznutzungsentgelte der nächsten Kalkulationsperiode (n+1) zu veröffentlichen sind.

Abschnitt 3

Kostenträgerrechnung

§ 13 Grundsätze der Entgeltermittlung

Empfehlung zu § 13 Abs. 1, Einfügung S. 3 und 4:

„Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu örtlichen Verteilnetzen ist abweichend von den S. 1 und 2 das transaktionsunabhängige Netzpartizipationsmodell. Die nach § 4 ermittelten Kosten des Netzbetreibers werden über Netzzugangsentgelte und Entgelte für Systemdienstleistungen für den jeweiligen Ausspeisepunkt gedeckt. “

Begründung:

In § 13 fehlt bislang der Bezug auf den Netzzugang zu örtlichen Verteilnetzen.

Empfehlung zu § 13 Abs. 4, Einfügung S. 2 (neu):

„Die Entgelte für die erforderlichen Systemdienstleistungen nach § 14 Abs.2 der Gasnetzzugangsverordnung sind in den Entgelten nach Absatz 1 enthalten. Ausgenommen hiervon sind die Entgelte für Messung, Ablesung und Abrechnung gemäß § 18 Abs. 6.“

Begründung:

Da die meisten Stadtwerke Querverbundunternehmen sind, sollte eine möglichst große Harmonisierung zwischen Strom- und Gasbereich angestrebt werden. Deshalb sollten, wie für Strom die Kosten über Messung, Ablesung und Abrechnung in einem gesonderten Entgelt ausgewiesen werden.

§ 16 Verprobung

Empfehlung zu § 16, Streichung:

Begründung:

Unnötiger Mehraufwand. Wird in der periodenübergreifenden Saldierung berücksichtigt.

§ 18 Besondere Regeln für örtliche Verteilnetze

Empfehlung zu § 18 Abs. 1 S. 1:

„Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu örtlichen Verteilnetzen ist abweichend von den §§ 14 bis 16 ein transaktionsunabhängiges Netzpartizipationsmodell.“

Begründung:

Das Netzpartizipationsmodell ist eine Konkretisierung des Punktmodells im Sinne der Entgeltbildung und hat sich als die in der Vergangenheit als gute fachliche Praxis erwiesen.

Empfehlung zu § 18 Abs. 3, Änderung:

„Das Netznutzungsentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitsentgelt in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Vorhalteleistung des jeweiligen Ausspeisepunktes in Kilowatt. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen Arbeit in Kilowattstunden.

Begründung:

Die Auslegung von Gasnetzen in der örtlichen Verteilung ist im Gegensatz zum Strom stark von den Temperaturen in den Regionen abhängig, da auch der Gasverbrauch i.d.R. in hohem Maße temperaturabhängig ist. Aus diesem Grunde ist zumeist nicht die gemessene, sondern die „vorgehaltene“ Leistung der wesentliche Kostentreiber. § 18 Abs. 4 gibt eine Definition für die Vorhalteleistung.

Empfehlung zu § 18 Abs. 4 (alt) ersetzen durch neuen Abs. 4:

„Für die Ermittlung der Vorhalteleistung je Ausspeisepunkt gilt:

1. für stündlich gemessene Letztverbraucher (Lastgangmessung) ist die Vorhalteleistung auf Basis der festgestellten maximalen Ausspeiseleistung anzusetzen;
2. ist keine Lastgangmessung installiert, wird die installierte Leistung angesetzt;
3. sind auch diese Werte nicht verfügbar, wird die Vorhalteleistung durch Division einer normierten Jahresarbeit durch typisierte Vollbenutzungsstunden ermittelt. Die Normierung der Jahresarbeit auf die örtliche Auslegtemperatur des Netzes erfolgt über anerkannte Regressionsverfahren.“

Begründung:

Die Auslegung von Gasnetzen in der örtlichen Verteilung ist im Gegensatz zum Strom stark von den Temperaturen in den Regionen abhängig, da auch der Gasverbrauch i.d.R. in hohem Maße temperaturabhängig ist. Aus diesem Grunde ist zumeist nicht die gemessene, sondern die „vorgehaltene“ Leistung der wesentliche Kostentreiber.

Empfehlung zu § 18 Abs. 5, Änderung S. 2, Streichung S. 3:

„Die Bildung der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Grundlage der ermittelten Netzkosten möglichst verursachungsgerecht entsprechend der guten fachlichen Praxis. Dabei sind die Kosten im Verhältnis 70% zu 30% auf Leistung und Arbeit aufzuteilen.

Begründung:

Die Kosten eines Gasnetzes sind weitgehend von der Kapazität des Netzes abhängig. Dementsprechend müssten Netzentgelte theoretisch vollständig auf Basis der Leistung gebildet werden. Im Bereich der örtlichen Verteilnetze würde dieses jedoch zu Verwerfungen führen. Rein leistungsabhängige Tarife begünstigen Kunden mit hoher Benutzungsdauer gegenüber Kunden mit geringer Benutzungsdauer. Aus diesem Grunde hat sich es sich in zahlreichen europäischen Ländern (z.B. Österreich, Italien, Großbritannien) durchgesetzt, bei der Ermittlung von Entgelten sowohl eine Arbeits- als auch eine Leistungskomponente vorzusehen. Das Verhältnis liegt i.d.R. bei 70% Leistung und 30% Arbeit. Deshalb sollte auch der Verordnungstext diesbzgl. präzisiert werden.

Empfehlung zu § 18 Abs. 6, Streichung:

Begründung:

Dopplung, da Anreiz zu möglichst genauer Verbrauchsschätzung bereits durch periodenübergreifende Saldierung gegeben ist.

Empfehlung zu § 18 Abs. 6 (neu):

„Ferner ist für jeden Ausspeisepunkt ein Entgelt für Messung, Ablesung und Abrechnung festzulegen. Die Entgelte sind so zu bestimmen, dass die daraus resultierenden

Erlöse den Kosten der Nebenkostenstelle „Messung, Ablesung und Abrechnung“ der Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen örtliches Verteilnetz“ gemäß Anlage 2 entsprechen.“

Begründung:

Im Sinne einer sachgerechten Zuordenbarkeit von Kosten zu Kostenträgern und einer verbesserten Transparenz gegenüber den Netzkunden, sollten die Dienstleistungen für Messung, Ablesung und Abrechnung neben dem Arbeits- und Leistungspreis in einem separaten Entgelt erhoben werden. In Analogie mit dem Strombereich sollte für die Kosten der Nebenkostenstelle „Messung, Ablesung und Abrechnung“ ein separates Entgelt erhoben werden. Die Kosten der Nebenkostenstelle „sonstige Systemdienstleistungen“ sind bereits im Netznutzungsentgelt enthalten.

Teil 3

Vergleichsverfahren

Abschnitt 1

Vergleichsverfahren bei kostenorientierter Ermittlung der Netznutzungsentgelte

§ 21 Verfahren

Empfehlung zu § 21 Abs. 1 S. 2, Ergänzung:

„Die Regulierungsbehörde macht die Ergebnisse der Vergleichsverfahren in ihrem Amtsblatt unter Wahrung des Vertraulichkeitsgebots gegenüber betriebswirtschaftlich sensiblen Daten öffentlich bekannt.“

Begründung:

Gemäß EU-Richtlinie 2003/54/EG Artikel 18 Absatz 2 haben dabei die zuständigen EU-Regulierungsbehörden die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zu wahren.

Empfehlung zu § 21 Abs. 2 S.3, Ergänzung :

„Einzubeziehen in das Vergleichsverfahren sind alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen, soweit die in § 23 Absatz 4 aufgeführten Daten in der angegebenen Form der Bundesregulierungsbehörde vorliegen. Zur Sicherstellung eines sachgerechten Vergleichs sind die Betreiber von Gasversorgungsnetzen zunächst Strukturklassen zuzuordnen, die die in § 23 Abs. 1 benannten Strukturmerkmale berücksichtigen und im Sinne einer Vorsortierung zu betrachten sind.“

Begründung:

Die Einordnung in die Strukturklassen anhand weniger Merkmale kann lediglich eine grobe Vorsortierung sein, eine Auswertung unter Berücksichtigung weiterer Merkmale und individueller Besonderheiten muss im Nachhinein erfolgen.

Empfehlung zu § 21 Abs. 3:

„Die Regulierungsbehörde kann zur Vorbereitung einer Entscheidung nach § 30 Abs. 3 auch Feststellungen treffen über die Erlöse oder Kosten vergleichbarer ausländischer Betreiber von Gasversorgungsnetzen.“

Begründung:

Da Bedingungen auf den europäischen Märkten sehr unterschiedlich sind, muss sichergestellt werden, dass nur Unternehmen bzw. Kosten oder Erlöse dieser Unternehmen miteinander verglichen werden, die auch vergleichbar sind.

§ 22 Vergleich

Empfehlung zu § 22, Änderungen in Ziff. 2 und 3:

„Der Vergleich nach § 21 ist nach folgenden Grundsätzen durchzuführen:

1. …;
2. Bei einem Vergleich der Erlöse aus Netznutzungsentgelten eines Gasversorgungsnetzes ist insbesondere das Verhältnis dieser Erlöse zu der Länge des Gasnetzes in den verschiedenen Versorgungsstufen zu berücksichtigen;
3. Bei einem Vergleich der Kosten einer Versorgungsstufe eines Versorgungsnetzes ist insbesondere das Verhältnis der Kosten zu der Länge des Gasnetzes der jeweiligen Druckstufe zu berücksichtigen.

Begründung:

Da bei der Preisbildung nicht nach Druckstufen differenziert wird, ist auch ein Vergleich auf Basis der Druckstufe nicht Ziel führend. Stattdessen muss sichergestellt werden, dass die unterschiedlichen Versorgungsstufen bei einem Vergleich separat betrachtet werden.

§ 23 Strukturklassen

Empfehlung zu § 23, Abs. 2, Änderung:

„Die Absatzdichte eines Gasversorgungsnetzes ist der Quotient aus der Gesamtentnahme eines Jahres in Kilowattstunden aus diesem Netz und der Länge des Leitungsnetzes.“

Begründung:

Der Bezug des Gasabsatzes auf die Länge des Leitungsnetzes ist vorzuziehen, da, anders als im Strom, keine Definition für die versorgte Fläche vorliegt. Die Probleme bei der Bestimmung dieser Größe resultieren auch daher, dass Gas in Konkurrenz zur Fernwärme steht und ganze Stadtteile nicht mit Gas versorgt werden. Die versorgte Fläche kann also vollständig von der besiedelten Fläche abweichen und ist daher nur mit sehr großem Aufwand zu ermitteln.

Empfehlung zu § 23 Abs. 4, Änderung:

Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde jeweils jährlich zum 01. Juli für jedes Gasversorgungsnetz getrennt folgende Angaben zu übermitteln:…“

Begründung:

Die meisten VKU-Mitgliedsunternehmen haben ihr Geschäftsjahr analog zum Kalenderjahr. Insbesondere bei kleineren Unternehmen liegt bis zum 01. April noch kein geprüfter Jahresabschluss vor. Deshalb sollte die Frist auf den 01. Juli verlängert werden.

Empfehlung zu § 23 Abs. 5 (neu):

„Die Einteilung in die Strukturklassen dient der Vorsortierung und Auswertung. Neben der Versorgungsaufgabe verursachen weitere Strukturmerkmale die Netzentgelte. Diese qualitativen Kriterien werden der Regulierungsbehörde von den Netzbetreibern zur weiteren Analyse zur Verfügung gestellt, um sie bei der weiteren Bearbeitung berücksichtigen zu können, insbesondere

1. Anteil der Länge unsanierter Graugussleitungen am Gesamtnetz
2. Anzahl der Kunden, vereinfacht der Zähler, je Länge Verteilnetz
3. Anzahl der Anschlussleitungen je Länge Verteilnetz
4. Durchschnittliche Absatzmenge je Kunden, vereinfacht je Zähler
5. Gasabsatz an Kunden mit einer Jahresmenge kleiner als 150.000 Kilowattstunden
6. Anteil der gasversorgten Gebäude am Gebäudebestand im Versorgungsgebiet
7. Anteil der in der Kalkulationsperiode errichteten Hausanschlüsse am Gesamtbestand an Hausanschlüssen
8. Störungskennziffer (Anzahl eingegangener Störungsfälle je Länge Verteilnetz)
9. Fläche des Konzessionsgebietes."

Begründung:

Die Einteilung von über 500 Gasnetzbetreibern auf Basis von zwei Strukturkriterien (Strukturklassenmodell der § 23) kann nur eine grobe Vorsortierung sein. Neben der Versorgungsaufgabe verursachen weitere Strukturmerkmale die Netzentgelte. Diese sind im Vorschlag aufgeführt.

§ 24 Kostenstruktur

Empfehlung zu § 24, Streichung:

Begründung:

Zur Beurteilung der in § 24 angeführten „ Angemessenheit von Anteilen der Gemeinkosten des Gesamtunternehmens an den netzspezifischen Kosten" und auch „die Angemessenheit der in Anwendung gebrachten Schlüssel" sind Vergleiche aufgrund von z.B. unterschiedlichen Organisationsformen ein ungeeigneter Maßstab. Die Prüfung der Angemessenheit wird bereits durch Wirtschaftsprüfer geprüft und mittels Testat bestätigt.

Teil 4

Pflichten der Netzbetreiber

§ 27 Veröffentlichungspflichten

Empfehlung zu § 27 Abs. 1 S. 2, Streichung:

Begründung:

Eine Veröffentlichung individuell gebildeter Netzentgelte würde zugleich die Veröffentlichung vertraulicher Kundendaten bedeuten, die damit auch Wettbewerbern des Netzbetreibers bekannt würden.

Empfehlung zu § 27 Abs. 2, Änderung Ziff. 4 sowie Streichung Ziff. 5 und 6:

„Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben ferner jeweils zum 1. Juli eines Jahres folgende Strukturmerkmale ihres Netzes auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen:

1. …,
2. …,
3. …,
4. die Anzahl der Ausspeisepunkte."

Begründung:

Die meisten VKU-Mitgliedsunternehmen haben ihr Geschäftsjahr analog zum Kalenderjahr. Insbesondere bei kleineren Unternehmen liegt bis zum 01. April noch kein geprüfter Jahresabschluss vor. Deshalb sollte die Frist auf den 01. Juli verlängert werden.

Eine Veröffentlichung von Ausspeisepunkte pro Druckstufe (Ziff. 4) ist nicht aussagekräftig, deshalb sollte der Bezug auf die Druckstufe entfallen.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen (Nr. 5) ist nicht Bestandteil der Preisbildung und ist deshalb auch nicht von öffentlichem Interesse.

Es ist nicht klar, wie die versorgte Fläche im Gasbereich (Ziff. 6) bestimmt wird. Da besiedelte und versorgte Gebiete im Gasbereich stark divergieren, ist eine Flächenbestimmung mit großem Aufwand verbunden. Deshalb sollte ein Vergleich (§ 22) auf die Leitungslänge abheben. Damit wäre die versorgte Fläche nicht von öffentlichem Interesse.

§ 28 Dokumentation

Empfehlung zu § 28 Abs. 1 S. 3:

In Satz 3 ist das vorletzte Wort „vollständig" zu streichen.

Begründung:

Der Begriff ist nicht eindeutig. Mit dem Begriff „ohne weitere Information" ist die Vollständigkeit der Darstellung bereits beschrieben.

§ 29 Mitteilungen gegenüber der Bundesregulierungsbehörde

Empfehlung zu § 29, Einfügung S. 2 (neu):

„Die von der Regulierungsbehörde getroffenen Festlegungen zu Umfang und Form der ihr zu übermittelnden Daten sind stetig anzuwenden. Sollten Änderungen an den Festlegungen getroffen werden, so sind diese durch die Regulierungsbehörde unter Angabe einer angemessenen Umsetzungsfrist den Netzbetreibern mitzuteilen."

Begründung:

Da die in § 29 beschriebenen Festlegungen der Regulierungsbehörde bei Nichteinhaltung zu einem Bußgeld führen können, muss sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit haben, die Festlegungen der Regulierungsbehörde zu erfüllen. Auch im Sinne einer Minimierung der Kosten für die Netzbetreiber ist auf eine Stetigkeit vorgegebener Formate zu achten.

Teil 5

Sonstige Bestimmungen

§ 30 Festlegungen der Regulierungsbehörde

Empfehlung zu § 30 Abs. 1 Nr. 1 und 2, Streichung:

Begründung:

Die Möglichkeit der Festlegung zur Schlüsselung von Gemeinkosten durch die Regulierungsbehörde stellt auch in einem Regulierungsregime einen nicht zu rechtfertigenden Eingriff in die unternehmerische Freiheit von Netzbetreibern dar.

Empfehlung zu § 30 Abs. 1 Nr. 6, Streichung:

Streichen.

Begründung:

Die Bildung der Netznutzungsentgelte stellt den Kern der Energiemarktregulierung dar. Im Sinne einer normierenden Regulierung der für die Netzbetreiber notwendigen Rechtssicherheit kann dieser zentrale Punkt nicht der Regulierungsbehörde überlassen werden, sondern ist Aufgabe des Verordnungsgebers. Siehe auch VKU-Stellungnahme zu § 18 Abs. 5.

§ 31 Ordnungswidrigkeiten

Empfehlung zu § 31 Abs. 1 Nr. 1, Streichung des Bezugs auf § 6, Abs. 4.:

Begründung:

Eine Dokumentation, wie sie in § 6 Absatz 4 , Satz 2 gefordert wird, ist buchhalterisch nicht zu leisten.

§ 32 Übergangsregelungen

Empfehlung zu § 32, Einfügung S. 2 und 3 (neu):

„Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde spätestens 4 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung die Angaben nach § 23 Abs. 4 Nr. 2 bis 4 zu übermitteln. Die Angaben nach § 23 Abs. 4 Nr. 1 sind erstmalig für das zweite Geschäftsjahr nach Inkrafttreten der Verordnung zu übermitteln. Bis dahin werden jeweils die Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres in der Struktur, wie sie der Kalkulation der veröffentlichten Netznutzungsentgelte zugrunde liegen, übermittelt."

Begründung:

Nicht alle Netzbetreiber verfügen bereits jetzt über die in der Verordnung vorgegebene Kostenstellenstruktur. Die in der Verordnung vorgegebene Kostenstellenstruktur kann sinnvoller weise und mit vertretbarem Aufwand erst in dem Jahr umgesetzt werden, das dem Jahr des Inkrafttretens der Verordnung folgt.

Anlage 1

Empfehlung zu Anlage 1:

Anlage 1 ersetzen durch neue Anlage 1:

Kalkulatorische Nutzungsdauern von Anlagegütern in der Gasversorgung

Anlagengruppe		**Spanne (Jahre)**
I.	**Allgemeine Anlagen**	
1.	Grundstücke	-
2.	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25-35
3.	Betriebsgebäude	50-60
4.	Verwaltungsgebäude	60-70
5.	Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23-27
6.	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/ Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8-10
7.	Werkzeuge/Geräte	14-18
8.	Lagereinrichtung	14-25
9.	EDV-Anlagen	
	- Hardware	4-8
	- Software	3-5
10.	Fahrzeuge	
	- Leichtfahrzeuge	5
	- Schwerfahrzeuge	8
II.	**Gasbehälter**	45-55
III.	**Erdgasverdichteranlage**	
1.	Erdgasverdichtung	20-30
2.	Gasreinigungsanlage	20-30
3.	Piping und Armaturen	20-30
4.	Gasmessanlage	20-30
5.	Sicherheitseinrichtungen	20-30
6.	Leit- und Energietechnik	15-30
7.	Nebenanlagen	15-30
8.	Gebäude, Verkehrswege	siehe I.2 u. I.3
IV.	**Netzleitungen/Hausanschlussleitungen**	
1.	Stahlleitungen	
1.1.	PE ummantelt	45-55
1.2.	kathodisch geschützt	55-65
1.3.	bituminiert	45-55
2.	Grauguss (> DN 150)	45-55
3.	Duktiler Guss	45-55

4.	Polyethylen (PE-HD)	45-55
5.	Polyvinylchlorid (PVC)	30-40
6.	Armaturen/Armaturenstationen	45-55
7.	Molchschleusen	45-55
8.	Sicherheitseinrichtungen	20-30
V.	**Mess-, Regel- und Zähleinrichtungen**	
1.	Gaszähler der Verteilung	8-16
2.	Gaszähler in Ferngasnetzen	20-30
3.	Hausdruckregler/Zählerregler	15-25
4.	Mess- und Regelanlagen	20-30
5.	Leit- und Energietechnik	15-30
6.	Verdichter in Gasmischanlagen	15-30
7.	Sonst. Nebenanlagen	
8.	Gebäude	Siehe I. 2 u. 13
VII.	**Fernwirkanlagen**	15-25

Anlage 2

Empfehlung zu Anlage 2:

Haupt- und Nebenkostenstellen gemäß NetzentgeltVO, für Netzbetreiber der örtlichen und regionalen Verteilung

I. Hauptkostenstellen für Netzbetreiber der regionalen Verteilung

1. Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen regionales Verteilnetz“:

Im Wesentlichen Kosten folgender Leistungen:

- Empfang und Bestätigung von Mengennominierungen einschließlich des Abgleichverfahrens;
- Empfang und Bestätigung von Messwerten über die Gasbeschaffenheit;
- Disposition der durchzuleitenden Erdgasmengen, Mengenübernahme und Mengenbereitstellung;
- Kontrolle der Messung und Allokation, Einspeisung und Ausspeisung des Erdgases in vorhandenen Anlagen des Kunden oder vom Kunden beauftragten Dritten;
- Überprüfung der Messeinrichtungen, Auswertung der Messungen, Dokumentation der Messergebnisse;
- Ermittlung und Erfassung von Differenzmengen;
- Abrechnung und Rechnungsstellung und Rechnungsprüfung;
- Netzsteuerung und Überwachung;
- Odorierung des Erdgases;
- Netzzugangsmanagement einschließlich der Vertragsgestaltung, der Veröffentlichungen sowie die Vorhaltung von Einrichtungen zur Organisation des Netzzugangs;
- Abwicklung des Basisbilanzausgleichs;
- Abwicklung von Standardlastprofilen.

2. Hauptkostenstelle „Regionales Verteilnetz“:

Im Wesentlichen Kosten für folgende Anlagen und Leistungen:

- Leitungsnetz: Kosten der Transportleitungen inkl. Zubehör und Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Gasdruckregel- und Messanlagen für den allgemeinen Netzbetrieb: Kosten der Stationen und Regelanlagen; Berücksichtigung der zu den Stationen und Regelanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Sonstige für den Netzbetrieb erforderlichen Leistungen.

II. Hauptkostenstellen der Netzbetreiber der örtlichen Verteilung

1. Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen örtliches Verteilnetz“

1.1 Nebenkostenstelle „Messung, Ablesung und Abrechnung“: Im Wesentlichen Kosten folgender Leistungen:

- Zählerbereitstellung (Kosten der Anschaffung, der Installation und der Wartung der Zähler);
- Ablesung der Zähler;
- Abrechnung und Rechnungsstellung und Rechnungsprüfung;
- Kontrolle der Messung und Allokation, Einspeisung und Ausspeisung des Erdgases in vorhandene Anlagen des Kunden oder vom Kunden beauftragten Dritten;
- Überprüfung der Messeinrichtungen, Auswertung der Messungen, Dokumentation der Messergebnisse.

1.2 Nebenkostenstelle „Sonstige Systemdienstleistungen“: Im Wesentlichen Kosten sonstiger Systemdienstleistungen:

- Empfang und Bestätigung von Mengennominierungen einschließlich des Abgleichverfahrens;
- Empfang und Bestätigung von Messwerten über die Gasbeschaffenheit;

- Disposition der durchzuleitenden Erdgasmengen, Mengenübernahme und Mengenbereitstellung;
- Ermittlung und Erfassung von Differenzmengen;
- Netzsteuerung und Überwachung;
- Odorierung des Erdgases;
- Netzzugangsmanagement einschließlich der Vertragsgestaltung, der Veröffentlichungen sowie die Vorhaltung von Einrichtungen zur Organisation des Netzzugangs;
- Abwicklung des Basisbilanzausgleichs;
- Abwicklung von Standardlastprofilen.

2. Hauptkostenstelle „Örtliches Verteilnetz“

2.1 Nebenkostenstelle „Ortstransportnetz“: Im Wesentlichen Kosten für folgende Anlagen:

- Ortstransportnetz-Leitungen;
- Anschlussleitungen an das Ortstransportnetz;
- Übernahmestationen und Regelanlagen des Ortstransportnetzes; Berücksichtigung der zu den Übernahmestationen und Regelanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Reduzier- und Verteilerstationen des Ortstransportnetzes; Berücksichtigung der zu den Reduzier- und Verteilerstationen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Kundenregelanlagen und Hausdruckregler des Ortstransportnetzes, soweit hierfür keine kundenindividuelle Abrechnung erfolgt.

2.2 Nebenkostenstelle „Ortsverteilnetz“: Im Wesentlichen Kosten für folgende Anlagen:

- Ortsverteilnetz–Leitungen;
- Ortsverteilnetz–Hausanschlüsse;
- Übernahmestationen und Regelanlagen des Ortsverteilnetzes; Berücksichtigung der zu den Übernahmestationen und Regelanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Reduzier- und Verteilerstationen des Ortsverteilnetzes; Berücksichtigung der zu den Reduzier- und Verteilerstationen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Kundenregelanlagen und Hausdruckregler des Ortsverteilnetzes, soweit hierfür keine kundenindividuelle Abrechnung erfolgt.

Begründung:

In § 18 wird für die Entgeltbildung auf die gute fachliche Praxis verwiesen. Der guten fachlichen Praxis entspricht das Netzpartizipationsmodell. Die Kostenstellenrechnung ist die Grundlage für die Kostenträgerrechnung (Entgeltfindung). Der im Referentenentwurf vorgestellte Kostenstellenplan spiegelt die für das Netzpartizipationsmodell notwendigen Kostenstellen nicht ausreichend wider und ist durch den Vorschlag für Anlage 2 zu ersetzen.

Anlage 3

Indizierungskonzept VKU

Indexreihen für Gas-Netzbetreiber

Index Nr.	Anlagegruppe	Untergruppe	WIBERA Indexreihe Nr.	WIBERA Indexreihe Bezeichnung
	Gasnetz			
	HD-Netz ab NW 400		229	Hauptrohrleitungen, erdverlegt, ab NW 400 (1)
	Rohrnetz (HD<400, MD, ND)	Gussrohre	201	Gussrohrnetze, i.M. NW 150, fertig verlegt (1)
		Stahlrohre	243	Rohrnetze, Stahl, i.M. NW 150, mit Oberflächenbefestigung (1)
		Kunststoffrohre	245	Rohrnetze, Kunststoff, i.M. NW 100, mit Oberflächenbefestigung (1)
	Hausanschlüsse		024	Gas- und Wasser-Hausanschlüsse (1)
	Regelanlagen (GDRA)		200	Gasregelanlagen, mit Montage (2)

	Gaszähler		016	Mechanische Zähler (Strom, Gas, Wasser)
	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 Anlagegruppen		072	Investitionsgüter (allgemein)

Anmerkungen

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

(1) falls Armaturen im Netz (Schieber) separat erfaßt werden, hierfür gleichen Index verwenden
(2) gleiche Indexreihe für Einspeise-Stationen, Odorierungsanlagen, Flüssiggasanlagen usw.

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1603**

14. Dezember 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen am 15. Dezember 2004 zum Thema

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

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

Einleitende Zusammenfassung

Der vom BMWA Ende November vorgelegte Entwurf einer Entgeltverordnung Gas (GasNEV) sieht Entry- und Exitentgelte für Betreiber von Fernleitungsnetzen und regionalen Verteilnetzen sowie eine Briefmarke für die örtliche Verteilung vor.

Aus Sicht BGW ist es sachgerecht, dass die Wettbewerbssituation auf der Fernleitungsstufe anerkannt wird und eine marktorientierte Entgeltbildung vorgesehen ist. Aus ordnungspolitischer Sicht gibt es hierzu keine Alternative. Hinsichtlich der in der Verordnung hierzu angelegten Verweise besteht allerdings Präzisierungsbedarf, um eine Vermischung der sich ausschließenden Konzepte markt- und kostenorientierte Entgeltbildung zu vermeiden.

Bei den Regelungen zur Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte ist für die Stufe der regionalen Verteilung die Berücksichtigung des Flächenaufschlusses als weiteres Kriterium aufzunehmen. Zusätzlich muss eine Reaktionsmöglichkeit auf Leitungswettbewerb eingeräumt werden.

Die Verankerung des Prinzips der Nettosubstanzerhaltung bei der kostenorientierten Entgeltbildung der regionalen und örtlichen Verteilung ist grundsätzlich positiv zu bewerten.

Das betriebswirtschaftlich fundierte Prinzip der Nettosubstanzerhaltung darf allerdings nicht durch unsachgemäße Verschärfungen weiter ausgehöhlt werden wodurch die Investitionsfähigkeit der Branche eingeschränkt und damit die Versorgungssicherheit gefährdet würde. Dies gilt insbesondere bei folgenden Punkten:

- Die Nicht-Berücksichtigung der Körperschaftsteuern als Kostenelement ist auch im Hinblick auf das Regulierungsumfeld im europäischen Ausland sowie im Telekommunikationsbereich in Deutschland nicht akzeptabel.
- Grundsätzlich ist die Saldierung kumulierter Abschreibungen mit Ersatzinvestitionen abzulehnen, da den Unternehmen – unabhängig von ihrem Investitionsverhalten - ein spezifischer Preissteigerungsausgleich für ihr investiertes Kapital gewährt werden muss.

Die im Anhang vorgesehenen Nutzungsdauern von Anlagen sind nicht sachgerecht. Sie liegen zum Teil 25 Jahre über den heute praktizierten Nutzungsdauern. Aufgrund der unterschiedlichen Beanspruchungsintensität muss zudem eine praxisgerechte Jahresspanne angeben werden. Die Gaswirtschaft hat hierzu einen sachgerechten Vorschlag vorgelegt (siehe Anhang).

Eine Übertragung der Kostenstellen aus dem Strombereich auf Erdgas vernachlässigt die Unterschiede bei der Entgeltbildung. Während beim Strom Entgelte nach Spannungsstufen gebildet werden, erfolgt bei Erdgas eine Entgeltbildung nach der Netzfunktionalität. Die Gaswirtschaft hat einen Vorschlag vorgelegt (Anhang II) der für die Entgeltbildung bei Erdgas sachgerecht ist und keine weiteren „Nebenrechnungen“ nach sich zieht.

Bei der in der Verordnung vorgesehenen Kostenträgerrechnung der örtlichen Verteilung besteht Konkretisierungsbedarf. Für die Entgeltbildung dieser Stufe hat sich das Netzpartizipationsmodell als „gute fachliche Praxis“ erwiesen

Die Unternehmen der Gaswirtschaft erkennen die Notwendigkeit der Einführung von Vergleichsverfahren an. Vor diesem Hintergrund müssen die wesentlichen vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren objektiven strukturellen Unterschiede in die Betrachtung in jedem Fall einbezogen werden. Die im Entwurf vorgesehenen Grundsätze für Vergleichsverfahren stellen jedoch zum Teil auf sachlich ungeeignete Kriterien wie z.B. Druckstufen ab. In der Konsequenz führt dies zu einer Zusammenfassung nicht vergleichbarer Unternehmen.

Die einzelnen Änderungsvorschläge:

§1 Anwendungsbereich

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Diese Verordnung regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den

Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen (Netznutzungsentgelte).

2. Änderungsvorschlag des BGW

Diese Verordnung regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen (~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte). Im Sinne dieser Verordnung sind Gasverteilnetze in örtliche und regionale Gasverteilnetze zu unterscheiden. Die Entgelte für sonstige Hilfsdienste gem. § 14 Abs. 3 GasNZV sowie für weitere, über die dort genannten hinausgehenden Dienstleistungen und deren Bildung sind nicht Gegenstand dieser Verordnung.

3. Begründung

Im Anwendungsbereich ist eine Klarstellung hinsichtlich der Stufigkeit der Gaswirtschaft notwendig. Gegenstand der Verordnung sind nicht weitere Dienstleistungen, die der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Netzzugang anbieten kann. Hier besteht keine weitere Regulierungsnotwendigkeit.

§2 Begriffsbestimmungen

Vorbemerkung Netzzugang

Im Verordnungstext ist der Begriff „Netznutzung“ durchgängig durch den Begriff „Netzzugang“ zu ersetzen.

Begründung

Der Transportkunde ist obligatorisch Berechtigter im Rahmen eines Vertrages. Dieses Rechtsverhältnis beinhaltet kein Nutzungsrecht an einer Leitung i.s.d. § 100 BGB, sondern den Anspruch auf Erfüllung der vereinbarten Transportdienstleistung durch den Netzbetreiber.

§ 2 Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Im Sinne dieser Verordnung bedeutet

[…] 2. Kalkulationsperiode:

das Geschäftsjahr des Betreibers eines Gasfernleitungs- oder Gasverteilernetzes.

[…]

2. Änderungsvorschlag des BGW

Im Sinne dieser Verordnung bedeutet

[…] 2. Kalkulationsperiode:

das Geschäftsjahr des Betreibers eines ~~Gas~~-Fernleitungs - oder Gasverteilernetzes.

[…]

3. Begründung

Eine Änderung des Begriffes „Gasleitung“ in „Fernleitung“, ist vor dem Hintergrund einer einheitlichen Begriffsbestimmung in den folgenden Regelwerken: EnWG, GasNZV und GasNEV zu empfehlen.

§ 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung

§ 3 Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Die Betreiber von Fernleitungsnetzen, aus denen ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilernetze eingespeist wird, bilden die Entgelte für die Nutzung dieser Fernleitungsnetze abweichend von den §§ 4 bis 18 nach Maßgabe des § 19. Die Regulierungsbehörde berichtet dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit bis zum 1. April 2007 über die Entwicklung des Leitungswettbewerbs in diesem Bereich.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Betreiber von Fernleitungsnetzen, ~~aus denen ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilernetze eingespeist wird~~ deren Netze überwiegend den überregionalen Transport von Erdgas dienen und aus denen ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilungsnetze eingespeist bzw. zu Industriekunden geliefert wird, bilden die Entgelte für die Nutzung dieser Fernleitungsnetze abweichend von den §§ 4 bis 18 nach Maßgabe des § 19. Die Regulierungsbehörde berichtet dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit bis zum 1. April 2007 über die Entwicklung des Leitungswettbewerbs in diesem Bereich.

3. Begründung

Die Beschreibung der Funktion von Fernleitungsnetzen ist ungenau und trifft nicht auf alle Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland zu. Eine Präzisierung ist notwendig.

§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung

§ 4 Abs. 5

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Betreiber von Gasversorgungsnetzen an Dritte anfallen, können nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden, wie sie anfielen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Der Betreiber des Gasversorgungsnetzes hat die erforderlichen Nachweise zu führen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Regelung in Abs. 5 zur Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter ist nicht praxisgerecht. Ein Änderungsvorschlag der Gaswirtschaft wird nachgereicht.

(6) neu

Betriebliche außerordentliche Aufwendungen und Erträge, die die Netzkosten einer Kalkulationsperiode spürbar beeinflussen, können jeweils angemessen auf mehrere Kalkulationsperioden verteilt werden.]

3. Begründung

Zu § 4 Abs. 6 neu

Aufnahme eines neuen Abs. 6 in der EntgeltVO Gas erforderlich: Verteilung außerordentlicher Aufwendungen und Erträge über mehrere Perioden zur Vermeidung von Kosten- und damit Entgelt-Sprüngen.

§ 6 Kalkulatorische Abschreibungen

§ 6 Abs. 1

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach den Absätzen 2 bis 7 als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (kalku-

latorische Abschreibungen). Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung und ermöglichen die Wiederbeschaffung der Anlagegüter nach Ende der jeweiligen Nutzungsdauer.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach den Absätzen 2 bis 7 als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (kalkulatorische Abschreibungen). Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung ~~und ermöglichen die Wiederbeschaffung der Anlagegüter nach Ende der jeweiligen Nutzungsdauer.~~

3. Begründung

Das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung bedeutet nicht die anlagenbezogene Wiederbeschaffung von Anlagegütern. Vielmehr wird durch die anlagenspezifische Indexierung auf Tagesneuwerte eine genauere anlagenbezogene Ermittlung des inflationsbedingten Werteverzehrs angestrebt.

§ 6 Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Die kalkulatorischen Abschreibungen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

1. des eigenfinanzierten Anteils der Anlagegüter, ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Eigenkapitalquote zu multiplizieren;
2. des fremdfinanzierten Anteils der Anlagegüter, ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig bilanziell aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten) ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Fremdkapitalquote zu multiplizieren.

Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restbuchwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der Netznutzungsentgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich, auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen. Die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer ist für die Dauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die kalkulatorischen Abschreibungen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen

1. des eigenfinanzierten Anteils der Anlagegüter, ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Eigenkapitalquote zu multiplizieren;
2. des fremdfinanzierten Anteils der Anlagegüter, ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von den jeweiligen, ~~im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig~~ bilanziell aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten) ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Fremdkapitalquote zu multiplizieren. […].
3. Erhaltungsaufwendungen, die bis zum Inkrafttreten der Verordnung, entstanden sind und mit denen wesentliche Teile der Anlage nachhaltig erneuert wurden, können kalkulatorisch gemäß den Ziffern 1 und 2 abgeschrieben werden. Die in Ansatz gebrachten Aufwendungen sind in vollem Umfang zu dokumentieren und der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.

Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restbuchwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte bis zum 31.12.2007 auf höchstens 50 Prozent und ab dem 01.01.2008 auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Das die jeweilige Begrenzung übersteigende Eigenkapital ist nominal zu verzinsen. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen ~~betriebsgewöhnlichen~~ kalkulatorischen Nutzungsdauer nach Anlage 1 vorzunehmen. ~~Die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer ist für die Dauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.~~

3. Begründung

Die zum Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig bilanziell aktivierten AHK sind für Netzbetreiber insbesondere dann nicht relevant, wenn ein Netz nicht selbst errichtet, sondern erworben wurde. Die erstmalig bilanziell aktivierten AHK sind in diesem Fall im Unternehmen nicht verfügbar. Eine missbräuchliche Erhöhung kann durch eine Konkretisierung in Bezug auf konzerninterne Veräußerungen bzw. Eigentumsübertragungen innerhalb von Energieversorgungsunternehmen ausgeschlossen werden (Hierzu folgt ein Vorschlag der Gaswirtschaft). Wesentlich für den Wert eines Leitungsnetzen können zudem die Erhaltungsaufwendungen sein, die berücksichtig werden müssen.

§ 6 Abs. 4

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Die unter Zugrundelegung der jeweiligen Tagesneuwerte und unter Berücksichtigung ihrer Verzinsung ermittelten, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen eines Anlagegutes sollen über die kalkulatorische Nutzungsdauer dieses Anlagegutes der Höhe der bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten des wiederbeschafften Anlagegutes entsprechen. Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben die ermittelten, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen für sämtliche Anlagegüter einzeln oder in Anlagegütergruppen in für sachkundige Dritte nachvollziehbarer Weise schriftlich zu dokumentieren und für 40 Jahre aufzubewahren. Sind einzelne oder sämtliche kalkulatorischen Abschreibungsbeträge eines Anlagegutes nicht verfügbar, so sind die kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen, abweichend von Satz 1 unter Verwendung des anwendbaren Preisindex der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der in der Vergangenheit tatsächlich zugrunde gelegten kalkulatorischen Nutzungsdauer, zu ermitteln.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Ersetzen des Abs. 4 durch folgenden Textvorschlag:

Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben die ermittelten kalkulatorischen Abschreibungen für sämtliche Anlagengüter, einzeln oder in Anlagegütergruppen, in für sachkundige Dritte nachvollziehbarer Weise schriftlich zu dokumentieren und für 10 Jahre aufzubewahren.

3. Begründung

Die Kumulierung von Abschreibungen über die gesamte Nutzungsdauer wird bisher nur kalkulatorisch durchgeführt. Eine Kumulierung mit Aufbewahrungsfristen von 40 Jahren ist sehr praxisfern und daher abzulehnen.

§ 6 Abs. 5

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Übersteigen am Ende der tatsächlichen Nutzung eines Anlagegutes, im Falle der Wiederbeschaffung dieses Anlagegutes, die bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Ersatzinvestition die nach Absatz 4 ermittelten kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen des ersetzten Anlagegutes, so kann dieser Differenzbetrag in der folgenden Kalkulationsperiode den Netzkosten nach § 4 hinzugerechnet werden. Übersteigen am Ende der Nutzung eines Anlagegutes, im Falle der Wiederbeschaffung dieses Anlagegutes, die nach Absatz 4 ermittelten kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen des ersetzten Anlagegutes die Höhe der bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Ersatzinvestition, so ist dieser Differenzbetrag in der folgenden Kalkulationsperiode als Minderung der nach § 4 zu ermittelnden Netzkosten in Ansatz zu bringen. Nach den Sätzen 1 und 2 ist ebenfalls zu verfahren, wenn kein vergleichbares Anlagegut wiederbeschafft oder von einer Wiederbeschaffung abgesehen wird. Der Abgleich hat einmal pro Kalkulationsperiode zu erfolgen. Dieser Abgleich ist im Rahmen des nach § 28 zu erstellenden Berichts schriftlich zu dokumentieren.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Streichen des Abs. 5.

3. Begründung

Der vorgesehene Abgleich von kumulierten Abschreibungen mit der Ersatzinvestition eines Anlagegutes passt systematisch nicht zum Konzept der Nettosubstanzerhaltung. Die sachgerechte Ermittlung von Wiederbeschaffungswerten für die Abschreibung kann von der Regulierungsbehörde durch Einflussnahme auf ein geeignetes Indizierungsverfahren und Überprüfung der Umsetzung sichergestellt werden.

Die Abschreibung dient insbesondere der Rückgewinnung des Kapitals, das von den Unternehmen zur Investition aufgebracht worden ist. Dabei ist der Zusammenhang zwischen Abschreibungshöhe und Verzinsungsniveau zu berücksichtigen: Durch den Ansatz eines inflationsbereinigten Realzinssatzes für die EK-Verzinsung ist es zwingend erforderlich, den Inflationsausgleich über Abschreibungen auf Wiederbeschaffungswerte vorzunehmen. Nur so kann bei einer Realverzinsung im Rahmen der Nettosubstanzerhaltung ein vergleichbares Rentabilitätsniveau erreicht werden wie bei Konzepten der Nominalverzinsung, die mit Abschreibungen auf Basis von Anschaffungs- und Herstellungskosten arbeiten.

Die Regelung im Entwurf beinhaltet das Risiko, beinhaltet dass der Netzbetreiber keinen vollständigen Inflationsausgleich auf sein investiertes Kapital erhält. Die Annahme einer 1:1 – Ersatzinvestition ist in einer dynamischen Umwelt mit den in der Energiewirtschaft langen Investitionszyklen von bis zu 50 Jahren realitätsfern. Würde eine Leitung am Ende ihrer Nutzungsdauer nicht reinvestiert würde der Netzbetreiber seinen gesamten Inflationsausgleich verlieren, in dem dieser netzentgeltmindernd angesetzt werden müsste.

Das vorgeschlagene System der Saldierung von kumulierten Abschreibungen mit Ersatzinvestitionen ist methodisch und in der Umsetzung nicht praktikabel.

Zu dem enthält es keinerlei Anreize für Netzbetreiber, eine Reinvestition günstiger als die vergleichbaren kumulierten Abschreibungen vorzunehmen. Dies widerspricht der sonst geforderten Kosteneffizienz.

§ 6 Abs. 7

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Streichung des Absatzes 7.

3. Begründung

Die Streichung des Abs. 7 ist notwendig, um auch zukünftig die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen im internationalen Wirtschaftsraum zu gewährleisten. Die Negierung des Änderungsvorschlages hätte zur Folge, dass ein Rückfluss des Kaufpreises bei der Übernahme eines Unternehmens nicht möglich wäre.

§ 7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

§ 7 Abs. 3

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Der in Anwendung zu bringende Eigenkapitalzinssatz darf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten, abzüglich des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex und zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Absatz 5 nicht überschreiten.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Der in Anwendung zu bringende Eigenkapitalzinssatz darf den auf die letzten ~~zehn~~ vierzig abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten, abzüglich des auf die letzten ~~zehn~~ vierzig abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex und zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Absatz 5 nicht überschreiten.

3. Begründung

Der Basiszinssatz entspricht der quasisicheren Verzinsung einer Alternativanlage, deren Laufzeit der durchschnittlichen Nutzungsdauer der Investitionsgüter eines Gasnetzbetreibers entspricht (Laufzeitkongruenz). Er wird gemeinhin auf der Grundlage der Umlaufrenditen von Anleihen der öffentlichen Hand und von börsennotierten Bundeswertpapieren bestimmt. Die Gaswirtschaft ist gekennzeichnet durch die Investition in langlebige Wirtschaftsgüter auf eigenes Risiko. So geht man bei Gasnetzen der Verteilung von Nutzungsdauern von 40-50 Jahren aus („Nutzungsdauer von Anlagegütern in der Gasversorgung“). Der Basiszinssatz ergibt sich als laufzeitäquivalente quasisichere Verzinsung. Eine ausführliche, systematische Ableitung enthält das 2004 fertig gestellte „Gutachten zur Bestimmung und zur Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatzes von Netzbetreibern in der Gaswirtschaft“ von Prof. Ralf Diedrich.

§ 7 Abs. 4

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:

1. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten;
2. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten;
3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse;

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln:

2. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten;
3. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf vergleichbaren ausländischen Märkten;
4. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse;
5. Kapitalstruktur der Betreiber von Gasversorgungsnetzen
5. Langfristige Erfordernisse hinsichtlich der Rendite für das eingesetzte Eigenkapital, wobei auch die leistungsspezifischen Risiken des eingesetzten Eigenkapitals berücksichtigt werden können.

3. Begründung

Eine risikoadäquate Verzinsung muss die spezifischen Risiken eines Gasnetzbetreibers berücksichtigten. Auf der Grundlage des CAPM-Ansatzes ist dazu ein Risikozuschlag zu ermitteln. Eine ausführliche, systematische Ableitung enthält das 2004 fertig gestellte „Gutachten zur Bestimmung und zur Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitalkostensatzes von Netzbetreibern in der Gaswirtschaft“ von Prof. Ralf Diedrich. Nachfolgend sind einige wichtige Faktoren kurz zusammengefasst. Insbesondere die ersten vier aufgeführten Risikopositionen sind als gasspezifisch anzusehen:

- Starke Witterungsabhängigkeit des Gasabsatzes (Wärmegewinnung)
- Durchgängigen Substituierbarkeit von Gas durch andere Energieträger.
- Der Direktleitungsbau .
- Sonstigen gesetzliche Rahmenbedingungen (Künftigen Maßnahmen des Gesetzgebers zur Senkung des Energieverbrauchs, Bedeutung der erhöhten Mineralölsteuerbelastung).
- Regulierungsrisiko
- Die Langfristigkeit der Kapitalbindung in den Gasnetzen und mangelnde Fungibilität.

§ 7 Abs. 5

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Über den Eigenkapitalzinssatz entscheidet die Regulierungsbehörde in Anwendung der Absätze 3 und 4 alle zwei Jahre, erstmals zum 1. Januar 2007, durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde beträgt der Eigenkapitalzinssatz 7,8 Prozent.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Über den Eigenkapitalzinssatz ~~entscheidet~~ prüft die Regulierungsbehörde in Anwendung der Absätze 3 und 4 alle zwei Jahre, erstmals zum 1. Januar 200~~7~~8, ~~durch Festlegung~~ nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes unter Berücksichtigung der bis zum Zeitpunkt der Anpassung jeweils eingetretenen geänder-

ten Umstände nach Abs. 3 und 4. Ausgangspunkt für die erstmalige Überprüfung ist der Eigenkapitalzinssatz nach Satz 3. Bis zur erstmaligen ~~Festlegung~~ Überprüfung durch die Regulierungsbehörde beträgt der Eigenkapitalzinssatz 7,8 Prozent, welcher als Nach-Steuer-Wert anzusetzen ist, .

3. Begründung

Eigenkapitalgeber beurteilen ihre Investitionsalternativen anhand der erwarteten Rendite nach Unternehmenssteuern. Aus diesem Grund ist die in der Begründung zur Netzentgeltverordnung Erdgas erfolgte Aussage, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 7 die Verzinsung des gebundenen Eigenkapitals nach Gewerbesteuern und vor Einkommenssteuern bzw. Körperschaftsteuer darstellt, aus Investorensicht nicht akzeptabel. Eigenkapitalgeber müssten eine Renditeeinbuße von ca. 26 % hinnehmen, so dass die tatsächliche Eigenkapitalverzinsung nur 5,8% betragen würde. Dieser Wert enthält keine ausreichende Risikoprämie die die unternehmerischen Wagnisse der Betreiber von Gasverteilnetzen angemessen berücksichtigt. Er liegt deutlich unter dem gutachterlich festgestellten Eigenkapitalzinssatz von 7,8% bis 8,4% nach Unternehmenssteuern. Aus Investorensicht wäre es nicht rational in Unternehmen zu investieren, die aufgrund von Kalkulationsvorgaben ihre Kapitalkosten nicht verdienen können. Hierdurch würde der Zugang der Netzbetreiber zum Kapitalmarkt erschwert und damit die Finanzierungsmöglichkeiten zukünftiger Investitionen stark eingeschränkt.

Der Satz von 7,8% kann aus ökonomischer Sicht nur ein Nach-Steuer-Satz sein. Die Körperschaftssteuer ist somit gesondert zu berücksichtigen. Andernfalls würden neue Investitionen unattraktiv: Ein Eigenkapitalzins von 7,8% vor Körperschaftssteuer wäre gleich zu setzen mit Substanzverzehr, und nicht mit Substanzerhaltung.

Die erstmalige Überprüfung der Eigenkapitalverzinsung sollte vor dem Hintergrund des geplanten Starts der Anreizregulierung aus Gründen der Planungssicherheit erstmalig zum 1. Januar 2008 erfolgen.

§ 8 Kalkulatorische Steuern

§ 8

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten kann die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Ermittlung der Gewerbesteuer ist die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

§ 8 Abs. 1 neu

Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten kann die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnenden ~~Gewerbes-~~ Steuern vom Einkommen und Ertrag als kalkulatorische Kostenpositionen in Ansatz gebracht werden. Bei der Ermittlung der Gewerbesteuer ist die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen.

§ 8 Abs. 2 neu

Ertragssteuern, die infolge der Differenz von kalkulatorischen Abschreibungen eines Geschäftsjahres zu den steuerbilanziellen Abschreibungen des gleichen Geschäftsjahres anfallen, können als kalkulatorische Kosten berücksichtigt werden.

§ 8 Abs. 3 neu

Zur Ermittlung dieser Differenz ist die Summe der bilanziellen Abschreibungen von der Summe der kalkulatorischen Abschreibungen in Abzug zu bringen. Die Steuern auf den Differenzbetrag werden durch Multiplikation mit dem Ertragssteuerfaktor des Netzbetreibers ermittelt. Bei der Berechnung der Steuer auf den Differenzbetrag darf die Gewerbesteuer nicht doppelt verrechnet werden.

3. Begründung

Zu § 8 Abs. 1

Zu begrüßen ist, dass das BMWA in seiner Begründung zu § 8 GasNEV nun grundsätzlich anerkennt, dass neben der Gewerbesteuer auch die Körperschaftssteuer zu berücksichtigen ist. Allerdings lässt sich die im VO-Entwurf nun vertretene Auffassung, der zugestandene Zins von 7,8 v. H. beinhalte bereits einen Steueraufschlag, sachlich nicht begründen.

Ausweislich der vorliegenden Gutachten ist der Wert von 7,8 v. H. (6,5 v. H. im Strombereich) ein Nach-Steuer-Wert. Die Körperschaftssteuer ist somit noch gesondert zu berücksichtigen. Die Nicht-Berücksichtigung der Körperschaftssteuern als Kostenelement ist auch im Hinblick auf das Regulierungsumfeld im europäischen Ausland sowie im Telekommunikationsbereich in Deutschland nicht akzeptabel.

Eine Einbeziehung der Gewerbesteuer als alleinige Ertragssteuer ist aus Sicht der Unternehmen im Vergleich mit anderen Branchen als diskriminierend anzusehen. Im Bereich des Telekommunikationsmarktes sowie anderer regulierter Märkte wird auf diese Einschränkung verzichtet. Es ist somit nicht nachvollziehbar, aus welchem Grund der Gesetzgeber für die Gaswirtschaft eine äußerst benachteiligende Regelung verfolgt und fordert.

Zu § 8 Abs. 2 und Abs. 3

Ertragssteuern, die infolge der Differenz zwischen kalkulatorischen Abschreibungen und steuerbilanziellen Abschreibungen anfallen, müssen berücksichtigt werden können. Eine Nettosubstanzerhaltung kann ansonsten nicht realisiert werden.

§ 9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

§ 9 Abs. 1und Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen

1. aktivierte Eigenleistungen,
2. Zins- und Beteiligungserträge,
3. Netzanschlusskosten,
4. Baukostenzuschüsse oder
5. sonstige Erträge und Erlöse

der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von gasverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.

(2) Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

(1) Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen

6. aktivierte Eigenleistungen,
7. Zins- und Beteiligungserträge,
8. Netzanschlusskosten,
9. Baukostenzuschüsse oder
~~10. sonstige Erträge und Erlöse~~

der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von gasverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse sind ~~über eine Dauer von 20 Jahren~~ linear kalkulatorisch aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.

(2) Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind ~~anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren~~ linear kalkulatorisch aufzulösen.

(3) neu

Zins und Beteiligungsbeträge sind nur bis zur Höhe des Betrages kostenmindernd anzusetzen, der den in den Erträgen enthaltenen Preissteigerungsausgleich auf das gebundene Kapital übersteigt.

(4) neu

Nicht kostenmindernd abzusetzen sind staatlich Zuschüsse, die nach dem Willen des Zuschussgebers im Unternehmen verbleiben sollen.

3. Begründung

Zu Abs. 1 und Abs. 2

Die anschlussindividuelle Auflösung von Baukostenzuschüssen ist mit sehr hohem Verwaltungsaufwand verbunden und bringt keine Vorteile gegenüber der bisher angewandten Methode. Die Abschreibungsdauer von 20 Jahren ist in der Gaswirtschaft nicht üblich. Eine Fixierung auf 20 Jahre kann nicht nachvollzogen werden.

Zu Abs. 1 und Abs. 3 neu

Ansatz von Zins- und Beteiligungserträgen als kostenmindernde Erlöse und Erträge darf nur in dem Maße erfolgen, wie diese nicht zur Nettosubstanzerhaltung erforderlich sind. Den über die Umsatzerlöse erwirtschafteten Abschreibungen stehen nicht in jeder Periode Investitionen in selber Höhe gegenüber. Kurzfristig nicht reinvestierte und nicht ausgeschüttete Beträge werden von den Unternehmen verzinslich angelegt. Diese Finanzanlagen gehen in die Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals ein. Dieses wird jedoch nur mit einem um die Inflationsrate verminderten Realzinssatz verzinst. Wenn nun die Zins- und Beteiligungserlöse vollständig kostenmindernd angesetzt werden, bedeutet dies, dass die Finanzanlagen keinen Inflationsausgleich erzielen. Um einen solchen zu gewährleisten, ist es deshalb notwendig, von den Zins- und Beteiligungserträgen den Teil einzubehalten, der für den Ausgleich von Inflationseffekten erforderlich ist.

Zum Aufbau von Infrastrukturen sind insbesondere in Ostdeutschland Zuschüsse verwandt worden. Werden diese Zuschüsse kostenmindernd angesetzt, hat das Unternehmen keine Chance entsprechende Substanz für die Zukunft aufzubauen.

§ 10 Periodenübergreifende Saldierung

1. Textfassung des Entwurfes vom 30.11.2004

Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen

1. den in dieser Kalkulationsperiode aus Netznutzungsentgelten erzielten Erlösen

und

2. den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1 des Teils 2 zugrundegelegten Netzkosten

zu ermitteln. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 über den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, ist der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages mit einem angemessenen Zinssatz in der nächsten Kalkulationsperiode kostenmindernd in Ansatz zu bringen. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, kann der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages mit einem angemessenen Zinssatz in der nächsten Kalkulationsperiode kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden. Der durchschnittlich gebundene Betrag ist der Mittelwert der Differenz aus den erzielten Erlösen und zu deckenden Kosten. Der durchschnittliche Differenzbetrag ist der Mittelwert der Differenz aus den zu deckenden Kosten und den erzielten Erlösen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Streichen des § 10.

3. Begründung

Eine periodenübergreifende Saldierung wie sie in § 10 gefordert wird steht im Widerspruch zur jährlichen Ermittlung der Zugangsentgelte. Des Weiteren wäre eine Saldierung mit Nachrechnungen verbunden, welche mit dem Wettbewerb auf dem Wärmemarkt nicht vereinbar wären. Die Folge ist, dass es bei mehrjährigen Transportverträgen zu einer Änderung der Netzentgelte kommt. Mehrjährige Festpreise, welche vom Kunden gewünscht werden, können folglich nicht mehr angeboten werden. Die Saldierungsregelung greift zudem in starkem Maße in unternehmerisches Handeln ein. Dies ist nicht vereinbar mit der von der Bundesregierung angestrebten Anreizregulierung. Zudem würde die Saldierung bedeuten, dass neue Transportkunden über Saldierung aus Vorperioden unberechtigterweise profitieren bzw. belastet würden. Wenn, wie in der Begründung zur Verordnung dargelegt, eine Anpassung zur Berücksichtigung von Prognosefehlern vorgenommen werden soll, ist eine Präzisierung in der Verordnung zu fordern.

§12 Kostenstellen

1. Textfassung des Entwurfes

Für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte haben Betreiber von Gasversorgungsnetzen als Maßgrößen der Kostenverursachung Haupt- und Nebenkostenstellen nach Anlage 2 zu bilden. Die Netzkosten nach § 4 sind vollständig auf die Kostenstellen nach Anlage 2 zu

verteilen. Die Bildung von Hilfskostenstellen ist zulässig.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Für die Ermittlung der ~~Netznutzungsentgelte~~ Netzzugangsentgelte ~~haben~~ hat jeder Betreiber von Gasversorgungsnetzen ~~~~verteilnetzen~~~~ ~~als Maßgrößen~~ zur Darstellung der Kostenverursachung Haupt- und Nebenkostenstellen nach Anlage 2 zu bilden. Die Netzkosten nach § 4 sind vollständig auf die Kostenstellen nach Anlage 2 zu verteilen. Die Bildung von Hilfskostenstellen ist zulässig.

3. Begründung

Klarstellung, dass jeder Betreiber von Gasverteilungsnetzen Kostenstellen bildet. Der Begriff Maßgröße ist nicht bestimmt im Zusammenhang mit der Bildung von Kostenstellen. Die im Anhang vorgenommene grundsätzliche Übertragung der Kostenstellen aus dem Strombereich auf Erdgas vernachlässigt die Unterschiede bei der Entgeltbildung. Während beim Strom Entgelte nach Spannungsstufen gebildet werden, erfolgt bei Erdgas eine Entgeltbildung nach der Netzfunktionalität. Die Gaswirtschaft hat einen Vorschlag vorgelegt (Anlage II), der für die Entgeltbildung bei Erdgas sachgerecht ist und keine weiteren „Schattenrechnungen“ ohne Aussagekraft nach sich zieht.

§ 13 Grundsätze der Entgeltermittlung

§ 13 Absatz 1

1. Textfassung des Entwurfes

Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist das in der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung) geregelte Netzzugangsmodell, das auf dem Erwerb von Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten basiert. Mit den Entgelten für den Erwerb von Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten (Ein- und Ausspeiseentgelte) wird die Nutzung des Gasversorgungsnetzes abgegolten.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist das in der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung) geregelte Netzzugangsmodell, das auf dem Erwerb von Nutzungsrechten an Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten für einen definierten Zeitraum (Kapazitätsprodukt) basiert. ~~Mit den Entgelten für den Erwerb von Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten (Ein- und Ausspeiseentgelte) wird die Nutzung des Gasversorgungsnetzes abgegolten.~~

3. Begründung

Der Transportkunde wird durch die Entrichtung eines Transportentgeltes nicht zum Netzeigentümer/Kapazitätseigentümer. Die Formulierung bedeutet auch eine Harmonisierung zu den Begriffen der Gasnetzzugangsverordnung.

§ 13 Absatz 2, Satz 4

1. Textfassung des Entwurfes

[…]Für die Umrechnung der Jahresleistungspreise in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte (Monats-, Wochen- und Tagesleistungspreise) gilt § 43 der Gasnetzzugangsverordnung entsprechend.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Streichen von Absatz 2, Satz 4

3. Begründung

Die Regelung geht weit über den Entwurf der europäischen Netzzugangsverordnung hinaus. Die kommerzielle Freiheit der Festlegung unterjähriger Verträge muss beim Netzbetreiber verbleiben, um eine möglichst effiziente Auslastung der Netze zu gewährleisten.

§ 13 Absatz 3

1. Textfassung des Entwurfes

Die Unternehmen weisen Entgelte für feste und unterbrechbare Kapazitäten aus. Die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten müssen die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung widerspiegeln.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Unternehmen weisen Entgelte für feste und unterbrechbare Kapazitäten aus. Die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten ~~müssen~~ sollen die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung widerspiegeln.

3. Begründung

Abgleich mit der Regelung in der Netzzugangsverordnung Erdgas.

§ 13 Absatz 4

1. Textfassung des Entwurfes

Die Entgelte für die erforderlichen Systemdienstleistungen nach § 5 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung sind in den Entgelten nach Absatz 1 enthalten.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Entgelte für die erforderlichen Systemdienstleistungen nach § ~~5~~ 14 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung können separat erhoben werden ~~sind in den Entgelten nach Absatz 1 enthalten.~~.

3. Begründung

Es sollte klar gestellt werden, dass die Systemdienstleistungen (SDL) alternativ auch gesondert in Rechnung gestellt werden können. Da große Teile der SDL pro Transportfall, und nicht in Abhängigkeit von der Kapazität anfallen, muss es bei bestimmten Konstellationen auch möglich sein, die SDL pro Transportfall und in Abhängigkeit von der Kapitalbindung in Rechnung zu stellen.

§ 13 Absatz 5

1. Textfassung des Entwurfes

Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte zu dokumentieren; diese Dokumentation ist auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte zu dokumentieren. ~~und die~~ Die Dokumentation ist ~~auf Verlangen~~ der Regulierungsbehörde auf deren Verlangen vorzulegen.

3. Begründung

Konkretisierung, dass die Dokumentation ausschließlich der Regulierungsbehörde vorzulegen ist und dies ausschließlich von der Regulierungsbehörde zu fordern ist.

§14 Teilnetze

14 Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes

Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte gemäß § 15 erfolgt getrennt für die einzelnen Teilnetze auf Basis der diesen Teilnetzen zugewiesenen Kosten. Nur einmal erbrachte Systemdienstleistungen nach § 5 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung dürfen bei der Nutzung mehrerer Teilnetze eines Netzbetreibers nicht mehrfach berechnet werden.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Ermittlung der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte gemäß § 15 ~~erfolgt~~ kann getrennt für die einzelnen Teilnetze auf Basis der diesen Teilnetzen zugewiesenen Kosten erfolgen. Nur einmal erbrachte Systemdienstleistungen nach § 5 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung dürfen bei der Nutzung mehrerer Teilnetze eines Netzbetreibers nicht mehrfach berechnet werden.

3. Begründung

Die Ermittlung der Netzzugangsentgelte für einzelne Teilnetze ist nicht in jedem Falle sinnvoll. Auch wenn eine Teilnetzbildung aus z.B. Kapazitätsgründen notwendig ist, muss dies nicht zwangsläufig kostenrechnerisch für die Bildung der Entgelte notwendig sein.

§ 15 Ermittlung der Netznutzungsentgelte

§15 Abs. 1

1. Textfassung des Entwurfes

Die Netzkosten sind zunächst in die Beträge aufzuteilen die durch Einspeiseentgelte einerseits und Ausspeiseentgelte andererseits zu decken sind. Die Aufteilung der Kosten erfolgt im Regelfall im Verhältnis eins zu eins. Weicht der Netzbetreiber hiervon ab, hat er dies schriftlich zu begründen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Netzkosten sind zunächst in die Beträge aufzuteilen die durch Einspeiseentgelte einerseits und Ausspeiseentgelte andererseits zu decken sind. ~~Die Aufteilung der Kosten erfolgt im Regelfall im Verhältnis eins zu eins. Weicht der Netzbetreiber hiervon ab, hat er dies schriftlich zu begründen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen.~~

3. Begründung

Die in Abs. 1 geforderte Kostenaufteilung entbehrt jeglicher kalkulatorischer Grundlage. Ein konsequentes 1:1 Verhältnis hat eine Kostenverzerrung bei der Entgeltermittlung zur Folge die nicht sachgerecht ist. Ein zu starres System könnte die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gefährden. Anders als im Strom besteht ein deutlicher Substitutionswettbewerb in Gas der durch die Kostenzurechnungsmethode unsachgemäß verzerrt würde.

§15 Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes

Die Bildung der Einspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei sind folgende Anforderungen zu erfüllen:

1. Gewährleistung der Versorgungssicherheit und des sicheren Betriebs der Netze,
2. Beachtung der Diskriminierungsfreiheit,
3. Setzen von Anreizen für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Leitungsnetz.

Um zu ermitteln, wie eine möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten erfolgen kann, führt der Netzbetreiber in Vorbereitung der Entgeltbildung für die Einspeisepunkte eine Lastflusssimulation nach dem Stand der Technik durch, bei der insbesondere die unterschiedliche Belastung der Kapazitäten im Leitungsnetz durch die Nutzung alternativer Einspeisepunkte simuliert wird. Die Ergebnisse dieser Simulation sind vom Netzbetreiber zu dokumentieren; die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei sind folgende Anforderungen zu erfüllen:

1. Gewährleistung der Versorgungssicherheit und des sicheren Betriebs der Netze,
2. Gewährleistung des erfolgen und gegebenenfalls noch zu erfolgenden Flächenaufschlusses.
2. 3. Beachtung der Diskriminierungsfreiheit,
3. 4. Setzen von Anreizen für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Leitungsnetz und für den Netzausbau. ~~.~~

Um zu ermitteln, wie eine möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten erfolgen kann, führt der Netzbetreiber in Vorbereitung der Entgeltbildung für die Ein- und Ausspeisepunkte eine Lastflusssimulation nach dem Stand der Technik durch, bei der insbesondere die unterschiedliche Belastung der Kapazitäten im Leitungsnetz durch die Nutzung alternativer Einspeisepunkte simuliert wird. Die Ergebnisse dieser Simulation sind vom Netzbetreiber zu dokumentieren; die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf deren Verlangen vorzulegen.

3. Begründung

Die Gewährleistung des Flächensaufschlusses mit Erdgas ist insbesondere für die regionale Verteilung ein wesentliches Unternehmensziel, dass bei der Entgeltbildung Berücksichtigung finden muss. Grundlage des Systems der Entgeltbildung für die regionale Verteilung ist ein Entry-Exit-Modell.

§ 15 Abs. 3

1. Textfassung des Entwurfes

Die Bildung der Ausspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten nach

anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei können auch die Lage der Ausspeisepunkte, deren Entfernung zu den Einspeisepunkten und die Druckstufe im Ausspeisepunkt Berücksichtigung finden. Im übrigen gelten die Anforderungen des Absatz 2 Nummern 1 bis 3 entsprechend.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte ~~erfolgt durch den Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei können~~ kann auch die Lage der Ausspeisepunkte, deren Entfernung zu den Einspeisepunkten und die Optimierung der Netzauslastung ~~Druckstufe im Ausspeisepunkt Berücksichtigung finden~~berücksichtigen. ~~Im übrigen gelten die Anforderungen des Absatz 2 Nummern 1 bis 3 entsprechend.~~

3. Begründung

Der Hinweis auf anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren erfolgt bereits in Abs. 2. Für die Entgeltbildung ist die Berücksichtigung einer optimierten Netzauslastung wesentlicher als die Berücksichtigung von Druckstufen. Auch eine erneute Nennung der Anforderungen nach Absatz 2 dient nicht der Präzisierung.

§ 15 Abs. 4

1. Textfassung des Entwurfes

Die Entgelte für die einzelnen Ein- und Ausspeisungspunkte werden grundsätzlich unabhängig voneinander gebildet. Unbeschadet dieser Regelung sind für Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten einheitliche Entgelte zu bilden, soweit die Kapazitätsnutzung an unterschiedlichen Punkten innerhalb dieser Gruppe nicht zu erheblichen Unterschieden in der Belastung des Leitungsnetzes führt.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Entgelte für die einzelnen Ein- und Ausspeisungspunkte werden grundsätzlich unabhängig voneinander gebildet. Unbeschadet dieser Regelung ~~sind~~ können für Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten einheitliche Entgelte ~~zu bilden~~ gebildet werden, soweit die Kapazitätsnutzung an unterschiedlichen Punkten innerhalb dieser Gruppe nicht zu erheblichen Unterschieden in der Belastung des Leitungsnetzes führt.

3. Begründung

Die Entgelte werden auf Basis einer Gesamtbetrachtung des jeweiligen Netzes in Abhängigkeit voneinander gebildet. Im Rahmen des Entry-Exit-Modells gelten sie allerdings unabhängig voneinander. Eine Verpflichtung zur einheitlichen Entgeltbildung für Gruppen von Ein- und Ausspeisepunkten ist ein zu starker Eingriff in die Entgeltbestimmung der Unternehmen. Ein praktikables Entry-Exit-Entgeltsystem, dass den Anforderungen der bestehenden und neuen Netzzugangskunden Rechnung trägt würde hiermit unnötig erschwert.

§15 Abs. 5

1. Textfassung des Entwurfes

Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den Netznutzungsentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist. Dabei ist das Buchungsverhalten der Netznutzer, insbesondere hinsichtlich unterbrechbarer und unterjähriger Kapazitätsprodukte, zu berücksichtigen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Kalkulation der ~~Netznutzungsentgelte~~ Netzzugangsentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den ~~Netznutzungsentgelten~~ Netzzugangsentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist. Dabei ist das Buchungsverhalten der ~~Netznutzer~~ Transportkunden, insbesondere hinsichtlich unterbrechbarer und unterjähriger Kapazitätsprodukte, zu berücksichtigen.

3. Begründung

Der Aus dem Strom stammende Begriff der „Netznutzung“ müsste ersetzt werden durch den Begriff für die Gaswirtschaft geltenden Begriff des „Netzugangs“. Ebenso ist der Begriff „Transportkunde“ aus der GasNZV zu verwenden.

§ 15 Abs. 6

1. Textfassung des Entwurfes

Abweichend von den Regelungen in den Absätzen 3 und 4 kann der Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten einheitliche Ausspeiseentgelte bilden. Es kann dabei nach der Druckstufe oder dem Leitungsdurchmesser differenziert werden.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Abweichend von den Regelungen in den Absätzen 3 und 4 kann der Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten einheitliche Ausspeiseentgelte bilden. ~~Es kann dabei nach der Druckstufe oder dem Leitungsdurchmesser differenziert werden.~~

3. Begründung

Die Differenzierung nach Druckstufen oder Leitungsdurchmesser ist der VV Erdgas II entnommen und war in dem dortigen Entgeltsystem sinnvoll und notwendig zur Beschreibung entfernungsabhängiger Entgelte.

§ 16 Verprobung

§ 16 Absatz 1

1. Textfassung des Entwurfes

Netzbetreiber haben im Rahmen der Ermittlung der Netznutzungsentgelte und vor der Veröffentlichung nach § 17 Nr. 1 sicherzustellen, dass ein zur Veröffentlichung stehendes Entgeltsystem geeignet ist, die nach § 4 ermittelten Kosten zu decken. Im Einzelnen ist sicherzustellen,dass die Anwendung des Entgeltsystems einen prognostizierten Erlös ergibt, welcher der Höhe nach den zu deckenden Kosten entspricht.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Netzbetreiber haben im Rahmen der Ermittlung der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte und vor der Veröffentlichung nach § 17 Nr. 1 sicherzustellen, dass ein zur Veröffentlichung stehendes Entgeltsystem geeignet ist, ~~die~~ sich an den nach § 4 zu ermittelten Kosten zu ~~decken~~ orientieren. Im Einzelnen ist sicherzustellen, dass die Anwendung des Entgeltsystems einen prognostizierten Erlös ergibt, welcher sich an der Höhe ~~nach den~~ der zu deckenden Kosten ~~entspricht~~ orientiert.

3. Begründung

Die Formulierung entspricht § 21 EnWG-E. Im Hinblick auf das verbleibende unternehmerische Handeln eines Gasnetzbetreibers sollte hier keine restriktivere Regelung vorgesehen werden.

§ 18 Besondere Regeln für örtliche Netze

§ 18 Abs. 1

1. Textfassung des Entwurfes

Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu örtlichen Verteilnetzen ist abweichend von den §§ 14 bis 16 ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Die nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netznutzungsentgelt gedeckt. Für die Einspeisung von Gas in das örtliche Verteilnetz sind keine Netznutzungsentgelte zu entrichten.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu örtlichen Verteilnetzen ist abweichend von den §§ 14 bis 16 ein transaktionsunabhängiges ~~Punktmodell~~Netzpartizipationsmodell. Die nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzzugangs~~nutzungs~~entgelt gedeckt. Für die Einspeisung von Gas in das örtliche Verteilnetz sind keine ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte zu entrichten.

3. Begründung

Das Netzpartizipationsmodell ist eine Konkretisierung des Punktmodells im Sinne der Entgeltbildung und hat sich als die in der Vergangenheit als gute fachliche Praxis erwiesen.

§ 18 Abs. 3 und Abs. 4 neu

1. Textfassung des Entwurfes

Das Netznutzungsentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleitung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen gaswirtschaftlichen Arbeit in Kilowattstunden.

2. Änderungsvorschlag des BGW

§ 18 Abs. 3

Das ~~Netznutzungsentgelt~~ Netzzugangsentgelt pro ~~Entnahmestelle~~ Ausspeisepunkt besteht aus einem ~~Jahresleistungspreis~~ Leistungsentgelt in Euro pro Kilowatt und einem ~~Arbeitspreis~~ Arbeitsentgelt in Cent pro Kilowattstunde sowie einem Entgelt für Systemdienstleistungen. Das ~~Jahresleistungsentgelt~~ Leistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und der ~~Jahreshöchstleitung in Kilowatt~~ Vorhalteleistung in Kilowatt ~~der~~ des jeweiligen ~~Entnahme~~Ausspeisepunktes im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen ~~gaswirtschaftlichen Arbeit~~ Jahresarbeit in Kilowattstunden. Das Entgelt für Systemdienstleistungen ist das Produkt aus einem zählergrößenabhängigen Systemdienstleistungspreis in Euro je Abrechnung und der Anzahl der Abrechnungen im Abrechnungsjahr.

§ 18 Abs. 4 neu

Für die Ermittlung der Vorhalteleistung je Ausspeisepunkt gilt:

- Für stündlich gemessene Letztverbraucher (Lastgangmessung) ist die Vorhalteleistung auf Basis der festgestellten maximalen Ausspeiseleistung anzusetzen.
- Ist keine Lastgangmessung installiert, wird die installierte Leistung angesetzt.
- Sind auch diese Werte nicht verfügbar, wird die Vorhalteleistung durch Division einer normierten Jahresarbeit durch typisierte Vollbenutzungsstunden ermittelt. Die Normierung der Jahresarbeit auf die örtliche Auslegungstemperatur des Netzes erfolgt über anerkannte Regressionsverfahren.

3. Begründung

Richtigstellung der Begriffe “Preise“ (Handel) sowie „Entgelte“ (Netzzugang) sowie Klarstellung, dass ein Systemdienstleistungsentgelt erhoben wird. Der Begriff „Jahreshöchstleistung“ kann nicht 1:1 von der NetzEV Strom auf die GasNEV übertragen werden, da dieser in Folge der starken Temperaturabhängigkeit der Jahreshöchstleistung für die praktische Anwendung bei Erdgas ungeeignet ist. Für Erdgas ist der Begriff der „Vorhalteleistung“ sachgerecht, der in einem neuen Absatz 4 konkretisiert wird.

Die Kosten für das zu den Systemdienstleistungen gehörende Mess- und Zählwesen werden vor allem durch die stark größenabhängigen Investitionskosten der Zähler bestimmt. Um diese Kosten möglichst verursachungsgerecht zuzuordnen, werden zählergrößenklassenabhängige Systemdienstleistungspreise unter Einbeziehung der Kosten der Systemdienstleistungen nach GasNZV, § 14 (2) gebildet. Ein anderer maßgeblicher Bestandteil der Kosten der Systemdienstleistungen sind die Kosten für Ablesung und Abrechnung. Also erfolgt die Bildung der Entgelte für Systemdienstleistungen durch Multiplikation des Systemdienstleistungspreises mit der jeder Zählerklasse zugeordneten typischen Anzahl Ablesungen je Jahr.

§ 18 Absatz 4/Absatz 5 neu

1. Textfassung des Entwurfes

Für Entnahmen ohne Leistungsmessung ist anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen. Soweit zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in angemessenem Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus dem

Grundpreis und dem Arbeitspreis ergebende Entgelt hat in einem angemessenem Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme auf Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Streichung des § 18 Abs. 4

3. Begründung

Die Kunden ohne Leistungsmessung sind bereits im BGW-Vorschlag im Abs. 3 erfasst. Darüber hinaus muss festgestellt werden, dass ein Netzzugangsentgelt einer Kundengrupppe nicht davon abhängig gemacht werden kann ob sie Leistungsgemessen sind oder nicht, sondern in welcher Form diese am Netz partizipieren.

§ 18 Absatz 5/Absatz 6 neu:

1. Textfassung des Entwurfes

Die Bildung der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Grundlage der ermittelten Netzkosten möglichst verursachungsgerecht entsprechend der guten fachlichen Praxis. Dabei sind die Kosten in einem angemessenen Verhältnis auf Leistung und Arbeit aufzuteilen. Die Leistungspreise können von der Jahreshöchstleistung und die Arbeitspreise von der Jahresarbeit abhängen.

3. Änderungsvorschlag des BGW

Die Bildung der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte erfolgt auf Grundlage der ermittelten Netzkosten möglichst verursachungsgerecht entsprechend der guten fachlichen Praxis. Dabei sind die Kosten ~~in einem angemessenen Verhältnis~~ jeweils zu 70 % auf die vorgehaltende Leistungen und zu 30 % auf die abgegebenen Mengen ~~Arbeit~~ so wie in Satz 3 und Satz 4 beschrieben, aufzuteilen. ~~Die Leistungspreise können von der Jahreshöchstleistung und die Arbeitspreise von der Jahresarbeit abhängen.~~ Die Ortstransportleitungen werden als dem Ortsverteilnetz vorgelagert angesehen und ihre Kosten auf die gesamte Jahresarbeit und Vorhalteleistung verteilt, die aus Ortsverteilnetz und Ortstransportleitungen abgegeben werden. Die Kosten des Ortsverteilnetzes werden nur auf die aus dem Ortsverteilnetz abgegebene Jahresarbeit und Vorhalteleistung verteilt.

Einfügen von Abschnitt 7 neu und Abschnitt 8 neu

[7] Die Letztverbraucher werden auf Basis der jeweiligen Vorhalteleistung und Jahresarbeit unterschiedlichen Mengen- und Leistungsgruppen zugeordnet. Für jeden Letztverbraucher ist zu ermitteln, ob er aus dem Ortsverteilnetz oder aus Ortstransportleitungen versorgt wird. Auf dieser Grundlage ist für jede Mengen- und Leistungsgruppe der Anteil an Letztverbrauchern zu bestimmen, der aus dem Ortsverteilnetz versorgt wird. Die Inanspruchnahme des Ortsverteilnetzes je Mengen- und Leistungsgruppe ist über eine Funktion gemäß Anhang […] Nr. […] abzubilden. Ist die Datenbasis eines Unternehmens nicht geeignet, um Funktionen mit einer ausreichenden statistischen Güte zu entwickeln, kann die Zuordnung der Letztverbraucher auf Basis empirisch erhobener Referenzwerte gemäß Anlage […] zur Abbildung der Netzpartizipation erfolgen.

[8] Je Letztverbrauchergruppe werden die unter Abs. 4 ermittelten spezifischen Kosten für Arbeit und Leistung im Ortsverteilnetz mit den gemäß Abs. 5 ermittelten Anteilen an der Netzpartizipation multipliziert. Weiter werden jeweils die spezifischen Kosten für Arbeit und Leistung der Ortstransportleitungen hinzu addiert. Um hieraus Preiskurven für spezifische Arbeits- und Leistungspreise abzuleiten, wird mittels Regressionsanalyse jeweils eine Funktion gemäß Anhang […], Nr. […] erzeugt. Bei der Auswahl der sich hieraus ergebenden Parameter ist § 15 Abs. 5 zu beachten.

3. Begründung

Konkretisierung des Netzpartizipartionsmodells der örtlichen Verteilung. [*Zum im Verordnungstext erwähnten Anhang erfolgt ein separater Vorschlag der Gaswirtschaft*].

§ 18 Abs. 6/ Abs. 9 neu

1. Textfassung des Entwurfes

Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den Netznutzungsentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Streichen des Abs. 6 und ersetzen durch Abs. 9 neu:

Ferner ist für jeden Ausspeisepunkt ein Entgelt für Systemdienstleistungen zu ermitteln.

3. Begründung

Streichen des Abs. 6, da bereits im Abs.8 neu durch Verweis auf § 15, Abs. 5 enthalten. Zudem Klarstellung, dass ein Entgelt für Systemdienstleistungen für jeden Ausspeisepunkt ermittelt wird.

§ 18 Abs. 7 / Abs. 10 neu

1.-Textfassung des Entwurfes

Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Netznutzungsentgelte zu dokumentieren und die Dokumentation auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte zu dokumentieren. ~~und die~~ Die Dokumentation ist ~~auf Verlangen~~ der Regulierungsbehörde auf deren Verlangen vorzulegen.

3. Begründung

Konkretisierung, dass die Dokumentation ausschließlich der Regulierungsbehörde vorzulegen ist und dies ausschließlich von der Regulierungsbehörde zu fordern ist.

§ 19 Besondere Regeln für Fernleitungsnetze

§ 19 Abs. 1

1. Textfassung des Entwurfes

Bei Fernleitungsnetzen im Sinne des § 3 Abs. 2 erfolgt die Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte auf der Grundlage eines von der Regulierungsbehörde durchzuführenden Vergleichsverfahrens nach Maßga-

be des § 26. Bis zur erstmaligen Bildung der Netznutzungsentgelte auf Basis der Vergleichsverfahrens nach Satz 1 legen die Netzbetreiber die bis zum Inkrafttreten dieser Verordnung von ihnen angewandten Entgelte zugrunde.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Bei Fernleitungsnetzen im Sinne des § 3 Abs. 2 erfolgt ~~die~~ eine marktorientierte Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte für Netze bzw. Teilnetze. Die Angemessenheit der Entgelte wird auf ~~der~~ Grundlage eines von der Regulierungsbehörde durchzuführenden Vergleichsverfahrens nach Maßgabe des § 26 überprüft. Bis zur erstmaligen ~~Bildung~~ Überprüfung der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte auf Basis der Vergleichsverfahrens nach Satz 1 legen die Netzbetreiber die bis zum Inkrafttreten dieser Verordnung von ihnen angewandten Entgelte zugrunde.

3. Begründung

Auf Grund des bestehenden und potenziellen Leitungswettbewerbs bilden die Fernleitungsnetzbetreiber marktorientierte Entgelte. Im Sinne einer ex-ante Methodenregulierung sowie einer ex-post-Kontrolle hat die REGTP hier lediglich eine Überprüfungskompetenz der sich im Wettbewerb bildenden Entgelte (s. Anlage III zum Thema „Marktorientierte Entgeltbildung“ in Deutschland).

§ 19 Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes

Bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte sind die Anforderungen des § 15 Abs. 2 Nummern 1 bis 3 zu beachten. § 13 und § 15 Abs. 4 finden entsprechende Anwendung.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte sind die Anforderungen des § 15 Abs. 2 Nummern 1 bis 3 zu beachten. § 13 und § 15 Abs. 4 und 6 finden ~~entsprechende~~ sinngemäß Anwendung.

3. Begründung

Bildung von einheitlichen Ausspeisentgelten nach § 15 Abs. 6 ist sinngemäß auch für die Bildung marktorientierter Entgelte relevant.

§ 19 Abs. 3

1. Textfassung des Entwurfes

(3) Ergibt der von der Regulierungsbehörde durchgeführte Vergleich, dass die Netznutzungsentgelte die Entgelte anderer Netze oder Teilnetze unter Berücksichtigung der Strukturunterschiede überschreiten, ist der Netzbetreiber verpflichtet, seine Entgelte entsprechend anzupassen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

(3) Ergibt der von der Regulierungsbehörde durchgeführte Vergleich, dass die ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte die Bandbreite der Entgelte anderer Netze oder Teilnetze unter Berücksichtigung der Strukturunterschiede erheblich überschreiten, ist der Netzbetreiber verpflichtet, seine Entgelte entsprechend anzupassen.

Einfügen eines Abs. 4 neu

Die Netzbetreiber sind bei der Konzipierung des Entgeltvergleiches durch die Regulierungsbehörde angemessen einzubeziehen. Den Betreibern von Gasversorgungsnetzen ist das Ergebnis des Vergleichsverfahrens sowie für seine Herleitung zwei Monate vor seiner Veröffentlichung zwecks Stellungsnahme zur Verfügung zu stellen.

3. Begründung

Zu § 19 Abs. 3

Die Berücksichtigung eines solchen Erheblichkeitszuschlags entspricht der Rechtssprechung des BGH zum Verbot des Preishöhenmissbrauchs.

Zu § 19 Abs. 4 neu

Um den Fernleitungsnetzbetreibern im Interesse einer sachgerechten und rechtssicheren Abwicklung des Entgeltvergleiches die Mitwirkung zu ermöglichen sollte eine frühzeitige Einbindung erfolgen. Dies ist auch in anderen europäischen Gaswirtschaften üblich. Dem Netzbetreibern ist die Möglichkeit einzuräumen, Tatsachen und Gesichtspunkte darzulegen, die bei der Beurteilung der Angemessenheit der Entgelthöhe durch die Regulierungsbehörde nicht oder nicht vollständig in die Untersuchung einbezogen wurden, aber für die Beurteilung von Relevanz sind.

§ 20 Sonderformen der Netznutzung

§ 20 Abs. 2

1. Textfassung des Entwurfes

Abweichend von § 18 kann der Betreiber eines örtlichen Verteilnetzes in Einzelfällen zur Vermeidung eines Direktleitungsbaus ein gesondertes Netznutzungsentgelt auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung berechnen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Bei vorliegendem und potenziellem Leitungswettbwerb kann für regionale Verteilnetze von den kostenorientierten Entgelten abgewichen und ein marktorientiertes Entgelt gebildet werden. Abweichend von § 18 kann der Betreiber eines örtlichen Verteilnetzes in Einzelfällen zur Vermeidung eines Direktleitungsbaus ein gesondertes ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelt ~~auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung~~ berechnen.

3. Begründung

Netzbetreiber müssen flexibel bei der Entgeltbildung auf Leitungswettbewerb reagieren können.

§ 20 Abs. 3

1. Textfassung des Entwurfes

Die Vorgehensweise nach den Absätzen 1 und 2 ist vom Netzbetreiber zu dokumentieren; Die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Die Vorgehensweise nach den Absätzen 1 und 2 ist vom Netzbetreiber zu dokumentieren. Die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf deren Verlangen vorzulegen.

3. Begründung

Konkretisierung in Absatz 3, dass der Regulierungsbehörde die Unterlagen vorzulegen sind.

§ 21 Verfahren

Vorschlag der Gaswirtschaft folgt.

§ 22 Vergleich

Vorschlag der Gaswirtschaft folgt.

§ 23 Strukturklassen

Vorschlag der Gaswirtschaft folgt.

~~§~~ § 25 Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

Redaktioneller Hinweis: ...unter 1. die … nach § 11 (statt 12) dokumentierten Schlüssel.

§ 26 Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber

§ 26 Absatz 1

1. Textfassung des Entwurfes

(Für den Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber, die die Entgelte gemäß § 19 bilden, gelten abweichend von den Regelungen nach §§ 21 bis 25 nur die Regelungen nach § 21 Abs. 1 und 3, § 22 Nr. 1 und 2, § 23 Abs. 4 Nr. 2 bis 4 sowie § 25 Abs. 1 Nr. 3 und 4 und Abs. 2.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Für den Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber, die die Entgelte gemäß § 19 bilden, gelten abweichend von den Regelungen nach §§ 21 bis 25 nur die Regelungen nach § 21 Abs. 1~~ und 3~~, § 22 Nr. 1 und 2, § 23 Abs. 4 Nr. 2 ~~bis 4~~ sowie § 25 Abs. 1 Nr. 3 und 4 und Abs. 2. § 23 Abs. 4 Nr. 4 findet mit der Maßgabe Anwendung, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nicht zur Übermittlung der in § 27 Abs. 2 Nr. 3 genannten Angaben verpflichtet sind.

3. Begründung

In Abs. 1 ist der Verweis auf § 21 Abs. 3 insoweit nicht sachgerecht als im Rahmen der Vergleichsmöglichkeiten im Ausland auch auf die „Erlöse oder Kosten“ Bezug genommen wird. Dies ist grundsätzlich inkonsistent mit dem System der marktorientierten Entgeltbildung.

Streichung des Verweises § 23 Abs. 4 Nr. 3 und 4 weil die Mengenabhängigkeit für die Entgeltbildung der Fernleitungsnetzbetreiber nicht relevant ist.

§ 26 Absatz 2

1. Textfassung des Entwurfes

Der Vergleich der Netznutzungsentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber, die ihre Entgelte nach § 20 bilden, soll von der Regulierungsbehörde jährlich durchgeführt werden. Die Regulierungsbehörde ist in ihrem Vergleich der Netznutzungsentgelte nicht auf inländische Netzbetreiber beschränkt.

2. Änderungsvorschlag des BGW

Der Vergleich der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelt~~e~~ der Fernleitungsnetzbetreiber, die ihre Entgelte nach § ~~20~~ 19 bilden, soll von der Regulierungsbehörde jährlich durchgeführt werden. Diesem Vergleich sind objektive gebietsstrukturelle Unterschiede, die insbesondere Einfluß auf die Leitungslänge und Durchmesser der zu vergleichenden Netze der Fernleitungsnetzbetreiber haben sowie Unterschiede in der Ausgestaltung der Produkte angemessen zu berücksichtigen. Die Regulierungsbehörde ist in ihrem Vergleich der ~~Netznutzung~~Netzzugangsentgelte strukturell vergleichbarer Netzbetreiber nicht auf inländische Netzbetreiber beschränkt.

3. Begründung

Der Entgeltvergleich hat den Marktunterschieden, d.h. den unterschiedlichen Gegebenheiten bei den zum Vergleich herangezogenen Netzbetreibern, den Rahmenbedingungen und den Strukturunterschieden der betreffenden Märkte sowie der Ausgestaltung der Produkte angemessen Rechnung zu tragen. Die berücksichtigten Strukturmerkmale müssen gebietsstrukturell bedingte Unterschiede sein, die auf objektiven Umständen beruhen, die jeden anderen Netzbetreiber im konkreten Markt gleichermaßen betreffen würden. Nicht herangeführt werden subjektive Umstände, die auf den individuellen Verhältnissen des Netzbetreibers beruhen und auf die der Netzbetreiber Einfluss nehmen kann.

Wegen der aus 26 Abs. 1 folgenden Nicht-Anwendbarkeit des Strukturklassenmodells nach § 23 ergibt sich die Notwendigkeit, auch beim Vergleich der Entgelte der Fernleitungsnetzbetreiber eine Berücksichtigung struktureller Unterschiede ausdrücklich zu regeln

In der Zwischenüberschrift zu Abschnitt 2 muss der Verweis auf § 19 (nicht § 20) erfolgen.

§ 27 Veröffentlichungspflichten

§ 27 Abs. 2 sollte kein Veröffentlichungspflicht auf Internetseiten vorsehen, sondern lediglich eine Offenlegung gegenüber der Regulierungsbehörde auf deren verlangen.

§ 28 Dokumentation

§ 28 Abs. 1: Dokumentationspflichten, die dritte in die Lage versetzen die Ermittlung der Netzzugangsentgelt „vollständig“ nachzuvollziehen sowie Aufbewahrungsfristen von vierzig Jahren sind nicht praxisgerecht.

§30 Festlegungen der Regulierungsbehörde

Redaktioneller Hinweis:

~~6.~~ ○ Abs. 1 Punkt 1 eine möglichst einheitliche … nach § 24 (statt 25

~~7.~~ ○ Abs. 2: Punkt 3 der Angemessenheit des Zinssatzes nach § 7 (statt 10)

In Abs. 3 ist aufzunehmen, dass die Absätze 1 und 2 nicht für Betreiber von Fernleitungsnetzen, die ihre Entgelte nach § 19 bilden, gelten.

§ 31 Ordnungswidrigkeiten

Redaktioneller Hinweis:

~~8.~~ ○ Unter 1 – unter § 9 gibt es kein Abs. 3

§ 32 Übergangsregelungen

Der Verweis in § 32 Abs. 1 bezieht sich auf **§ 23** nicht auf § 24.

Anlage I

Kalkulatorische Nutzungsdauern von Anlagegütern in der Gasversorgung

Anlagengruppe	**Spanne (Jahre)**
I. Allgemeine Anlagen	
1. Grundstücke	-
2. Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen	25-35
3. Betriebsgebäude	50-60
4. Verwaltungsgebäude	60-70
5. Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23-27
6. Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/ Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8-10
7. Werkzeuge/Geräte	14-18
8. Lagereinrichtung	14-25
9. EDV-Anlagen	
- Hardware	4-8
- Software	3-5
10. Fahrzeuge	
- Leichtfahrzeuge	5
- Schwerfahrzeuge	8
II. Gasbehälter	45-55
III. Erdgasverdichteranlage	
1. Erdgasverdichtung	20-30
2. Gasreinigungsanlage	20-30
3. Piping und Armaturen	20-30
4. Gasmessanlage	20-30
5. Sicherheitseinrichtungen	20-30
6. Leit- und Energietechnik	10-30
7. Nebenanlagen	15-30
8. Gebäude, Verkehrswege	siehe I.2 u. I.3
IV. Netzleitungen/Hausanschlussleitungen	
1. Stahlleitungen	
1.1. PE ummantelt	45-55
1.2. kathodisch geschützt	50-65
1.3. bituminiert	45-55
2. Grauguss (> DN 150)	45-55
3. Duktiler Guss	45-55
4. Polyethylen (PE-HD)	45-55
5. Polyvinylchlorid (PVC)	30-40
6. Armaturen/Armaturenstationen	45-55
7. Molchschleusen	45-55
8. Sicherheitseinrichtungen	20-30
V. Mess-, Regel- und Zähleinrichtungen	
1. Gaszähler der Verteilung	8-16
2. Hausdruckregler/Zählerregler	15-25
3. Mess- und Regelanlagen	20-30
4. Leit- und Energietechnik	10-30
5. Verdichter in Gasmischanlagen je nach Einsatzdauer	15-50
6. Nebenanlagen	15-30
7. Gebäude	Siehe I. 2 u. I.3
VI. Fernwirkanlagen	15-25

Anlage II

Haupt- und Nebenkostenstellen gemäß NetzentgeltVO, für Netzbetreiber der örtlichen und regionalen Verteilung

I. Hauptkostenstellen für Netzbetreiber der regionalen Verteilung

~~(1)~~2. Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen regionales Verteilnetz“:

Im Wesentlichen Kosten folgender Leistungen:

- Empfang und Bestätigung von Mengennominierungen einschließlich des Abgleichverfahrens;
- Empfang und Bestätigung von Messwerten über die Gasbeschaffenheit;
- Disposition der durchzuleitenden Erdgasmengen, Mengenübernahme und Mengenbereitstellung;
- Kontrolle der Messung und Allokation, Einspeisung und Ausspeisung des Erdgases in vorhandenen Anlagen des Kunden oder vom Kunden beauftragten Dritten;
- Überprüfung der Messeinrichtungen, Auswertung der Messungen, Dokumentation der Messergebnisse;
- Ermittlung und Erfassung von Differenzmengen;
- Abrechnung und Rechnungsstellung und Rechnungsprüfung;
- Netzsteuerung und Überwachung;
- Odorierung des Erdgases;
- Netzzugangsmanagement einschließlich der Vertragsgestaltung, der Veröffentlichungen sowie die Vorhaltung von Einrichtungen zur Organisation des Netzzugangs;
- Abwicklung des Basisbilanzausgleichs;
- Abwicklung von Standardlastprofilen.

2. Hauptkostenstelle „Regionales Verteilnetz“:

Im Wesentlichen Kosten für folgende Anlagen und Leistungen:

- Leitungsnetz: Kosten der Transportleitungen inkl. Zubehör und Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Gasdruckregel- und Messanlagen für den allgemeinen Netzbetrieb: Kosten der Stationen und Regelanlagen; Berücksichtigung der zu den Stationen und Regelanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Sonstige für den Netzbetrieb erforderlichen Leistungen.

II. Hauptkostenstellen der Netzbetreiber der örtlichen Verteilung

1. Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen örtliches Verteilnetz“

1.1 Nebenkostenstelle „Messung, Ablesung und Abrechnung“: Im Wesentlichen Kosten folgender Leistungen:

- Zählerbereitstellung (Kosten der Anschaffung, der Installation und der Wartung der Zähler);
- Ablesung der Zähler;
- Abrechnung und Rechnungsstellung und Rechnungsprüfung;
- Kontrolle der Messung und Allokation, Einspeisung und Ausspeisung des Erdgases in vorhandene Anlagen des Kunden oder vom Kunden beauftragten Dritten;
- Überprüfung der Messeinrichtungen, Auswertung der Messungen, Dokumentation der Messergebnisse.

1.2 Nebenkostenstelle „Sonstige Systemdienstleistungen“: Im Wesentlichen Kosten sonstiger Systemdienstleistungen:

- Empfang und Bestätigung von Mengennominierungen einschließlich des Abgleichverfahrens;
- Empfang und Bestätigung von Messwerten über die Gasbeschaffenheit;
- Disposition der durchzuleitenden Erdgasmengen, Mengenübernahme und Mengenbereitstellung;
- Ermittlung und Erfassung von Differenzmengen;
- Netzsteuerung und Überwachung;
- Odorierung des Erdgases;
- Netzzugangsmanagement einschließlich der Vertragsgestaltung, der Veröffentlichungen sowie die Vorhaltung von Einrichtungen zur Organisation des Netzzugangs;
- Abwicklung des Basisbilanzausgleichs;
- Abwicklung von Standardlastprofilen.

2. Hauptkostenstelle „Örtliches Verteilnetz“

2.1 Nebenkostenstelle „Ortstransportnetz“: Im Wesentlichen Kosten für folgende Anlagen:

- Ortstransportnetz-Leitungen;
- Anschlussleitungen an das Ortstransportnetz;
- Übernahmestationen und Regelanlagen des Ortstransportnetzes; Berücksichtigung der zu den Übernahmestationen und Regelanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude, Grundstücke und Rechte;
- Reduzier- und Verteilerstationen des Ortstransportnetzes; Berücksichtigung der zu den Reduzier- und Verteilerstationen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude ,Grundstücke und Rechte;
- Kundenregelanlagen und Hausdruckregler des Ortstransportnetzes, soweit hierfür keine kundenindividuelle Abrechnung erfolgt.

2.2 Nebenkostenstelle „Ortsverteilnetz“: Im Wesentlichen Kosten für folgende Anlagen:

- Ortsverteilnetz–Leitungen;
- Ortsverteilnetz–Hausanschlüsse;
- Übernahmestationen und Regelanlagen des Ortsverteilnetzes; Berücksichtigung der zu den Übernahmestationen und Regelanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude ,Grundstücke und Rechte;

- Reduzier- und Verteilerstationen des Ortsverteilnetzes; Berücksichtigung der zu den Reduzier- und Verteilerstationen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude ,Grundstücke und Rechte;
- Kundenregelanlagen und Hausdruckregler des Ortsverteilnetzes, soweit hierfür keine kundenindividuelle Abrechnung erfolgt.

Anlage III

Marktorientierte Entgeltbildung auf der Ferngasstufe

1. Leitungswettbewerb auf der Ferngasstufe

Deutschland ist derzeit zu rund 80 % von Erdgasimporten abhängig. Die Importabhängigkeit wird zukünftig weiter zunehmen. Die Erdgasmengen werden im Norden über den Raum Bunde/Emden/Dornum (Nordseegas) und über Ellund (dänisches Gas), im Osten über Frankfurt/Oder und Sayda/Olbernhau (russisches Gas), im Südosten über Waidhaus/Oberkappel (russisches Gas) und im Westen über Eynatten/Bocholtz (niederländisches und britisches Gas, Nordseegas) importiert.

Die nachfolgende Aufstellung gibt einen Überblick über die an den verschiedenen Grenzübergangspunkten konkurrierenden Netzbetreiber:

~~4.~~ Raum Bunde/Emden/Dornum: E.ON Ruhrgas Transport, WINGAS, BEB, RWE, Statoil, Norsk Hydro

~~5.~~ Raum Frankfurt/Oder: E.ON Ruhrgas Transport, VNG, WINGAS, BEB

~~6.~~ Sayda/Olbernhau: E.ON Ruhrgas Transport, VNG, WINGAS

~~7.~~ Waidhaus/Oberkappel: E.ON Ruhrgas Transport, Gaz de France

~~8.~~ Eynatten/Bocholtz: E.ON Ruhrgas Transport, WINGAS, Eni, RWE

~~9.~~ Ellund: E.ON Ruhrgas Transport, BEB

Von diesen Punkten aus können die Erdgasmengen über Transportsysteme unterschiedlicher, zueinander im Wettbewerb stehender Netzbetreiber zu den Verbrauchsschwerpunkten in Deutschland transportiert werden (s. Anlage):

~~1.~~ Großraum Berlin
~~2.~~ Rhein/Main/Neckar
~~3.~~ Großraum Hamburg
~~4.~~ Rhein/Ruhr
~~5.~~ Leipzig/Halle und Thüringen
~~6.~~ Großraum Stuttgart
~~7.~~ Großraum München

Für Transportkunden bestehen damit für den ganz überwiegenden Teil der zu importierenden Erdgasmengen Transportalternativen zu den wesentlichen Verbrauchsschwerpunkten in Deutschland. Grundlage für diese Entwicklung ist die europaweit in dieser Form einzigartige Möglichkeit des freien, privatwirtschaftlichen Leitungsbaus. Auf dieser Basis haben bereits in den 70iger Jahren ausländische Unternehmen in erheblichem Umfang in Leitungsinfrastruktur in Deutschland investiert. Mit diesem Instrument hat zudem seit Beginn der 90er Jahre die WINGAS als neuer Marktteilnehmer ein eigenes deutschlandweites Leitungsnetz parallel zu bestehenden Infrastrukturen aufgebaut. Weitere Wettbewerbsleitungen der deutschen Fernleitungsunternehmen sind in Planung.

So besteht beispielsweise in Nordrhein-Westfalen Transportwettbewerb zwischen E.ON Ruhrgas Transport, WINGAS und der RWE Transportnetz Gas. Im norddeutschen Raum konkurrieren E.ON Ruhrgas Transport, WINGAS, BEB, Norsk Hydro und Statoil, im Süden E.ON Ruhrgas Transport und WINGAS. Im Osten besteht Leitungswettbewerb zwischen E.ON Ruhrgas Transport, BEB, WINGAS und VNG.

Eine weitere Form des Infrastrukturwettbewerbs stellen Leitungsunternehmen und Leitungen in Bruchteilseigentum dar. Die wichtigsten sind:

~~a.~~ NETRA (E.ON Ruhrgas Transport, BEB, Statoil und Norsk Hydro): Raum Bunde/Emden/Dornum in Richtung Ostdeutschland

~~b.~~ Steinitz – Börnicke – Kienbaum (VNG, E.ON Ruhrgas Transport, BEB)

~~c.~~ MEGAL (E.ON Ruhrgas Transport, Gaz de France): Waidhaus über Rhein-Main-Neckar nach Frankreich

~~d.~~ TENP (E.ON Ruhrgas Transport, Eni): Eynatten/Bocholtz zur schweizerischen Grenze

~~e.~~ DEUDAN (E.ON Ruhrgas Transport, BEB) Ellund in den Raum Hamburg

Diese Wettbewerbssituation führt dazu, dass Kunden (Regionalverteiler, Stadtwerke und Großabnehmer) bzw. deren Lieferanten durch bestehende Anschlüsse oder einfach zu realisierende Anschlussmöglichkeiten an mehrere Fernleitungsnetze unmittelbar profitieren. Diese Situation besteht flächendeckend für alle aufgeführten Verbrauchsschwerpunkte und ist in dieser Form einzigartig in Europa.

Neben dem bestehenden Leitungswettbewerb ist der potentielle Leitungswettbewerb zu berücksichtigen. Durch das Instrument des freien Leitungsbaus besteht grundsätzlich die Möglichkeit, alternative Transportsysteme (Parallelleitungen, Gemeinschaftsleitungen, Anschlussleitungen) zu schaffen und damit zusätzliche Verbindungskapazitäten zwischen den o. g. Importregionen und den Verbrauchsschwerpunkten zu schaffen. Bei gegebener Wirtschaftlichkeit werden so auch in Zukunft durch den Ausbau alternativer Systeme zusätzliche Transportkapazitäten geschaffen. Insofern ist auch für die Frage, ob Transportwettbewerb besteht, unerheblich, inwieweit die bestehende Leitungsinfrastruktur bereits ausgelastet ist.

~~4.~~2. Anteil der im Wettbewerb zustande gekommenen Netzentgelte

Aus den unter 1. genannten Gründen ist abzuleiten, dass sich nicht einzelne Leitungsabschnitte oder Punkte, sondern aufgrund des bestehenden und potentiellen Leitungswettbewerbs die Fernleitungssysteme als Ganzes im Wettbewerb befinden.

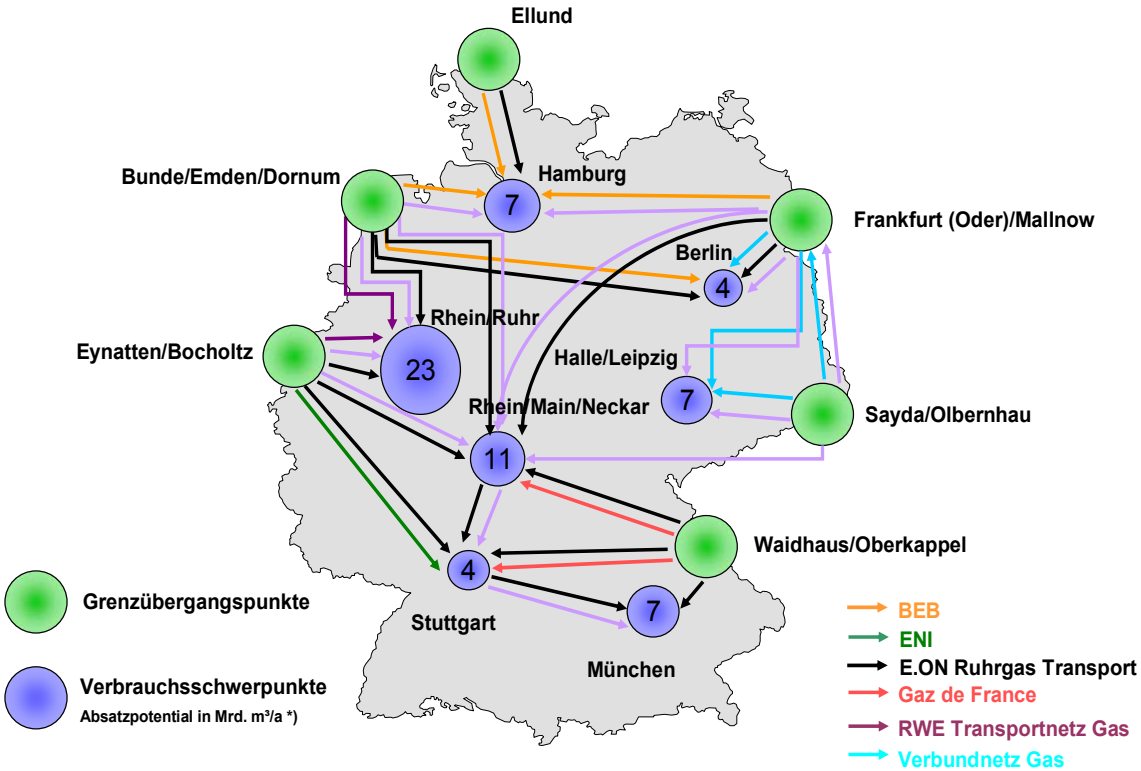
Eine Differenzierung der Entgelte in Wettbewerbs- und Nicht-Wettbewerbspreise ist weder möglich, noch wäre es sachgerecht. Dieser Systemgedanke findet sich bereits in der Entgeltfindung der jeweiligen Unternehmen wieder. Die aus dem Wettbewerb der Infrastrukturen resultierenden Preissysteme beziehen sich nicht auf einzelne

Strecken, sondern werden für die gesamte jeweilige Infrastruktur angewendet, d.h. die im Wettbewerb gebildeten Entgelte gelten auch dort, wo potentieller Wettbewerb besteht.

Damit gibt es keine Netzentgelte, die nicht im Wettbewerb gebildet wurden.

Transportwettbewerb

zu den Verbrauchsschwerpunkten in Deutschland



*) Abschätzung auf Basis vorhandener Statistiken (u.a. BGW)

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1604**

14. Dezember 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen am 15. Dezember 2004 zum Thema

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK)

Präambel

1. In ihrer Gegenäußerung stimmt die Bundesregierung mit dem Bundesrat überein, dass das Gesamtkonzept einer Kalkulation von Netznutzungsentgelten (beim Strom wie beim Gas!) aus drei Bausteinen/Schritten besteht:

   - der Kostenorientierung
   - einem Vergleichsmarktkonzept und
   - einer dynamischen Anreizregulierung.

   Die Thematik Anreizregulierung fehlt in der Netzentgeltverordnung Gas bedauerlicherweise jedoch vollständig. Ein Anreizregulierungssystem für sämtliche Netzebenen ist daher in der Entgeltverordnung zu verankern.

   Bei der Kostenermittlung muss nach dem Prinzip der Realkapitalerhaltung und nicht nach dem der Nettosubstanzerhaltung verfahren werden. Das Vergleichsmarktkonzept muss sofort nach Inkrafttreten des Gesetzes angewandt und stufenweise weiterentwickelt werden, um weitere Verzögerungen bei der Schaffung funktionsfähigen Wettbewerbs auszuschließen.

2. Für die Ebene der Fernleitungsnetze wird in der Verordnung und Begründung die generelle Vermutung unterstellt, auf dieser Ebene herrsche „… regelmäßig wesentlicher Leitungswettbewerb …“ und insofern reiche das Vergleichsmarktkonzept vollkommen aus. Auf die Kostenorientierung verzichtet die Verordnung daher.

   Die allgemeine Vermutung, die generell für die gesamte Fernleitungsnetz-Ebene regelmäßig Wettbewerb unterstellt, ist zu kritisieren. Denn es handelt sich dabei um eine reine Behauptung, die nicht den Tatsachen entspricht.

   Es sollte daher der Ansatz umgedreht und in der Verordnung wie für das übrige Netz auch grundsätzlich unterstellt werden, dass kein Wettbewerb existiert. Sollte in Einzelfällen dennoch Wettbewerb auftreten, sollten die beteiligten Netzbetreiber - im Wege der Beweislastumkehr - die notwendigen Nachweise für die konkret betroffenen Einzelleitungen vorlegen.

   Außerdem kann nicht von Wettbewerb gesprochen werden, nur weil zwei oder drei Leitungen parallel laufen. In den meisten Fällen gibt es auch auf der Fernleitungsebene nur Einzelleitungen. Sollten mehrere Leitungen tatsächlich parallel laufen, handelt es sich zu 95 % aller Fälle nur um eine zweite Leitung.

   Notwendig zum Nachweis von Leitungswettbewerb ist die Feststellung, dass Leitungen in einem örtlich abgrenzbaren Bereich parallel laufen. Hinreichend ist diese Tatsache jedoch nicht. Denn entscheidend ist, wie diese Leitungen betrieben und ob die gleichen Kunden auch tatsächlich oder zumindest potentiell über diese parallelen Leitungen gleichermaßen versorgt werden können. Bei der Frage des Wettbewerbs steht also der Kunde im Mittelpunkt. Daher müssen die parallel laufenden Leitungen folgende zusätzliche Kriterien erfüllten:

   - gleiche Gasqualität
   - gleichen Druck
   - gleiche Kapazitäten
   - gleiche Kunden erreichbar
   - möglichst gleiche Flussrichtung.

   Zwei Anbieter werden außerdem als Duopol bezeichnet. Diese Marktform zeichnet sich normalerweise nicht durch hohe Wettbewerbsintensität aus. Beispielsweise finden wir in der Erzeugung beim Strom vier Anbieter mit insgesamt rund 80 % Marktanteil vor (enges Oligopol), ohne hier von funktionsfähigem Wettbewerb sprechen zu können.

   Die Abneigung der Netzbetreiber auf der Fernleitungsebene gegen eine Kostenorientierung ist nur so zu verstehen, dass ihre sich aus dem „Wettbewerb“ ergebenden Preise in jedem Fall weit über ihren Kosten liegen. Anderenfalls würden sie sofort für Kostenorientierung eintreten. Denn kein Netzbetreiber

kann es sich leisten, auf mittlere oder längere Sicht ständig Verluste „einzufahren".

Um die monopolistischen Spielräume auszuloten und um eine angemessene Entgeltbildung zuzulassen, ist daher eine Kostenorientierung – wie im gesamten Strombereich – auch für die Fernleitungsebene Gas notwendig. Die Kostenorientierung und eine akzeptable Marge müssen die regulatorische Obergrenze für die Preiskalkulation setzen. Die Netzbetreiber können mit ihren Entgelten unter dieser Obergrenze bleiben, aber nicht darüber.

3. Die kommunale Ebene (§ 18): Begrüßenswert ist einerseits die Kostenorientierung und andererseits die Einsetzung eines Vergleichsmarktkonzepts. Im Verordnungstext sollte jedoch verankert werden, dass die Kostenorientierung unternehmensindividuell zu erfolgen hat und sich nicht auf Gruppen von Unternehmen bezieht. Abzulehnen ist in § 18 Abs. 5 der Begriff der „guten fachlichen Praxis". Dieser Begriff ist überflüssig und weckt negative Assoziationen.

4. Sehr positiv zu vermerken ist die periodenübergreifende Saldierung. Diese sollte jedoch auf alle Netzebenen ausgedehnt werden.

5. Zwischen der Fernleitungsebene (§ 3 Abs. 2) und § 19 sowie der kommunalen Ebene (§ 18) gibt es eine in der Verordnung nicht näher definierte und spezifizierte weitere Leitungsebene. Für diese gilt sowohl die Kostenorientierung als auch das Vergleichsmarktkonzept. Dieses Vorgehen ist zu begrüßen. Völlig offen ist jedoch, nach welchen „anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren" die Entgeltbildung erfolgen soll. Außerdem fehlen die Ziele und Kriterien, nach denen die „Anreize" bei den Einspeiseentgelten gesetzt werden sollen. Welche Rolle spielt hier die Regulierungsbehörde? Bei der Bildung der Ausspeiseentgelte werden u. a. die Lage der Ausspeisepunkte und die Entfernung der Ein- und Ausspeisepunkte zueinander als wichtige Kriterien genannt. Beide Kriterien passen aber viel eher zu einem wettbewerbswidrigen, kontraktpfadbezogenen Punkt-zu-Punkt-Modell als zu einem wettbewerbsfreundlichen Entry-/Exit-Modell.

6. Grundlage des Systems der Entgeltbildung ist das Netzzugangsmodell nach der Netzzugangsverordnung, die eine Vielzahl von isoliert nebeneinander existierenden Entry-/Exit-Systemen gestattet, und zwar orientiert an den Eigentümergrenzen. Für die Entgeltbildung folgt daraus, dass ein Gashändler oder Gasverbraucher, der sein Gas durch mehrere solcher Entry-/Exit-Systeme leiten muss, eine Kette von Einspeise- und Ausspeiseentgelten zu zahlen hat. Salopp gesagt: „Es ist nicht möglich, mit einer einzigen Bahn-Netzfahrkarte von Hamburg nach München, nach Dresden usw. zu reisen." Genauer gesagt und auf das Entry-/Exit-System übertragen: Es gibt kein „Netzticket" (nämlich eine einzige Einspeise- und Ausspeisebriefmarke) für das Gesamtnetz in Deutschland, sondern eine Vielzahl von „Netztickets" für die zugrunde liegenden regional zersplitterten Entry-/Exit-Einzel-Systeme. Ein Gashändler oder Gaskunde müsste also zunächst eine „Transportkette" verschiedener Entry-/Exit-Systeme aussuchen und anschließend die entsprechenden einzelnen „Netztikkets" erwerben. In einem funktionierenden Entry-/Exit-System für ganz Deutschland gäbe es weder die Notwendigkeit für eine Transportkette noch für eine Kette von „Netztickets".

7. Dieses Netzzuggangs- und Netzentgeltsystem ist aus den bisher genannten Gründen nicht börsenfähig.

8. Dieses System lehnt die im Strombereich bekannte und bewährte Kostenwälzung ab und führt zu einer Kette von Netzentgelten (s. Nr. 6).

9. In der Entgeltverordnung fehlen Entgelt-Regelungen zum Speicherzugang völlig. Der Speicherzugang gehört gemäß EU-Richtlinie jedoch organisch zum Netzzugang.

10. Die Rolle der Regulierungsbehörde in dieser Netzentgeltverordnung ist nur äußerst schwach ausgeprägt. Die Behörde nimmt gelegentlich Dokumentationen entgegen, darf ex post verschiedene Angelegenheiten prüfen, muss ansonsten aber relativ inaktiv bleiben.

11. Für beide Verordnungen insgesamt gesehen erhebt sich die Frage, wie das Ruhrgas-Modell und das BEB-Modell zusammenpassen und wie der Kunde mit solchen und weiteren - zu erwartenden - unterschiedlichen Entry-/Exit-Systemen umgehen soll/kann. Die Modellvorstellungen erinnern an die politische Landkarte Deutschlands von vor 1848 (Kleinstaaterei). Außerdem ist zu fragen, ob beispielsweise das Ruhrgas-Modell mit der Netzzugangsverordnung konform geht.

    Beide Verordnungen sind als Paket zu sehen. Sie erlauben den Netzbetreibern, völlig verschiedene Varianten von Entry-/Exit-Systemen zu entwickeln und sie nebeneinander einzuführen. Völlig offen ist, wie sie zueinander passen, und wer dafür sorgt, dass sie zueinander passen.

    Unsere weiteren Forderungen sind in der nachfolgenden Synopse dargestellt.

Synopse zur Stellungnahme zum Entwurf für eine Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
Auf Grund des § 24 Satz 1 in Verbindung mit Satz 2 Nr. 1, 2, 4, 5, 6, 7 und 8 sowie Satz 3 und 5 und des § 29 Abs. 3 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes vom ... (BGBl. I S. ...) verordnet die Bundesregierung:	Auf Grund des § 24 Satz 1 in Verbindung mit Satz 2 Nr. 1, 2, 4, 5, 6, 7 und 8 sowie Satz 3 und 5 und des § 29 Abs. 3 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes vom ... (BGBl. I S. ...) verordnet die Bundesregierung:	
Inhaltsübersicht	**Inhaltsübersicht**	
Teil 1 **Allgemeine Bestimmungen**	**Teil 1** **Allgemeine Bestimmungen**	
§ 1 Anwendungsbereich	§ 1 Anwendungsbereich	
§ 2 Begriffsbestimmungen	§ 2 Begriffsbestimmungen	
§ 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung	§ 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung	
Teil 2 **Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte**	**Teil 2** **Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte**	
Abschnitt 1 **Kostenartenrechnung**	**Abschnitt 1** **Kostenartenrechnung**	
§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung	§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung	
§ 5 Aufwandsgleiche Kostenpositionen	§ 5 Aufwandsgleiche Kostenpositionen	
§ 6 Kalkulatorische Abschreibungen	§ 6 Kalkulatorische Abschreibungen	
§ 7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung	§ 7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung	
§ 8 Kalkulatorische Steuern	§ 8 Kalkulatorische Steuern	
§ 9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge	§ 9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
§ 10 Periodenübergreifende Saldierung	§ 10 Periodenübergreifende Saldierung	
Abschnitt 2 **Kostenstellenrechnung**	**Abschnitt 2** **Kostenstellenrechnung**	
§ 11 Grundsätze der Kostenverteilung	§ 11 Grundsätze der Kostenverteilung	
§ 12 Kostenstellen	§ 12 Kostenstellen	
Abschnitt 3 **Kostenträgerrechnung**	**Abschnitt 3** **Kostenträgerrechnung**	
§ 13 Grundsätze der Entgeltermittlung	§ 13 Grundsätze der Entgeltermittlung	
§ 14 Teilnetze	§ 14 Teilnetze	
§ 15 Ermittlung der Netznutzungsentgelte	§ 15 Ermittlung der Netznutzungsentgelte	
§ 16 Verprobung	§ 16 Verprobung	
§ 17 Änderungen der Netznutzungsentgelte	§ 17 Änderungen der Netznutzungsentgelte	
§ 18 Besondere Regelungen für örtliche Verteilnetze	§ 18 Besondere Regelungen für örtliche Verteilnetze	
§ 19 Besondere Regeln für Fernleitungsnetze	§ 19 Besondere Regeln für Fernleitungsnetze	
§ 20 Sonderformen der Netznutzung	§ 20 Sonderformen der Netznutzung	
Teil 3 **Vergleichsverfahren**	**Teil 3** **Vergleichsverfahren**	
§ 21 Verfahren	§ 21 Verfahren	
§ 22 Vergleich	§ 22 Vergleich	
§ 23 Strukturklassen	§ 23 Strukturklassen	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
§ 24 Kostenstruktur	§ 24 Kostenstruktur	
§ 25 Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde	§ 25 Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde	
§ 26 Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber	§ 26 Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber	
Teil 4 **Pflichten der Netzbetreiber**	**Teil 4** **Pflichten der Netzbetreiber**	
§ 27 Veröffentlichungspflichten	§ 27 Veröffentlichungspflichten	
§ 28 Dokumentation	§ 28 Dokumentation	
§ 29 Mitteilungen gegenüber der Regulierungsbehörde	§ 29 Mitteilungen gegenüber der Regulierungsbehörde	
Teil 5 **Sonstige Bestimmungen**	**Teil 5** **Sonstige Bestimmungen**	
§ 30 Festlegungen der Regulierungsbehörde	§ 30 Festlegungen der Regulierungsbehörde	
§ 31 Ordnungswidrigkeiten	§ 31 Ordnungswidrigkeiten	
§ 32 Übergangsregelungen	§ 32 Übergangsregelungen	
§ 33 Inkrafttreten	§ 33 Inkrafttreten	
Teil 1 **Allgemeine Bestimmungen**	**Teil 1** **Allgemeine Bestimmungen**	
§ 1 Anwendungsbereich	**§ 1 Anwendungsbereich**	
Diese Verordnung regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen (Netznutzungsentgelte).	Diese Verordnung regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen (Netznutzungsentgelte).	
§ 2 Begriffsbestimmungen	**§ 2 Begriffsbestimmungen**	
Im Sinne dieser Verordnung bedeutet 1. Gaswirtschaftsjahr der Zeitraum vom 01. Oktober, 06.00 Uhr eines Kalenderjahres bis zum 01. Oktober, 06.00 Uhr, des folgenden Kalenderjahres 2. Kalkulationsperiode das Geschäftsjahr des Betreibers eines Gasfernleitungs- oder Gasverteilernetzes. Im übrigen finden die Begriffbestimmungen der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen entsprechende Anwendung.	Im Sinne dieser Verordnung bedeutet 1. Gaswirtschaftsjahr der Zeitraum vom 01. Oktober, 06.00 Uhr eines Kalenderjahres bis zum 01. Oktober, 06.00 Uhr, des folgenden Kalenderjahres 2. Kalkulationsperiode das Geschäftsjahr des Betreibers eines Gasfernleitungs- oder Gasverteilernetzes. Im übrigen finden die Begriffbestimmungen der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen entsprechende Anwendung.	**1 und 2 sollten vereinheitlicht werden (Kalenderjahr?)** **Eine Abgrenzung zwischen der Ferngasstufe und der Endverteilung fehlt und muss in der Netzzugangsverordnung Gas definiert werden.**
§ 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung	**§ 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung**	
(1) Für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte sind die Netzkosten nach den §§ 4 bis 11 zusammen zu stellen. Die ermittelten Netzkosten sind anschließend nach § 12 vollständig den dort aufgeführten Hauptkostenstellen zuzuordnen. Die Netznutzungsentgelte für die Gasfernleitung und Gasverteilung sind nach Maßgabe der §§ 13 bis 18 und 20 zu bestimmen. Die Ermittlung der Kosten und der Netznutzungsentgelte erfolgt auf der Basis der Daten des abgelaufenen Geschäftsjahres.	(1) Für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte sind die Netzkosten nach den §§ 4 bis 11 zusammen zu stellen. Die ermittelten Netzkosten sind anschließend nach § 12 vollständig den dort aufgeführten Hauptkostenstellen zuzuordnen. Die Netznutzungsentgelte für die Gasfernleitung und Gasverteilung sind nach Maßgabe der §§ 13 bis 18 und 20 zu bestimmen. Die Ermittlung der Kosten und der Netznutzungsentgelte erfolgt auf der Basis der Daten des abgelaufenen Geschäftsjahres.	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
(2) Die Betreiber von Fernleitungsnetzen, aus denen ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilernetze eingespeist wird, bilden die Entgelte für die Nutzung dieser Fernleitungsnetze abweichend von den §§ 4 bis 18 nach Maßgabe des § 19. Die Regulierungsbehörde berichtet dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit bis zum 1. April 2007 über die Entwicklung des Leitungswettbewerbs in diesem Bereich.	~~(2) Die Betreiber von Fernleitungsnetzen, aus denen ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilernetze eingespeist wird, bilden die Entgelte für die Nutzung dieser Fernleitungsnetze abweichend von den §§ 4 bis 18 nach Maßgabe des § 19. Die Regulierungsbehörde berichtet dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit bis zum 1. April 2007 über die Entwicklung des Leitungswettbewerbs in diesem Bereich.~~ **(2)** Mit der Entrichtung des Netznutzungsentgeltes wird die Nutzung der **Netze**bene des jeweiligen Betreibers des **Erdga**sversorgungsnetzes, an die der Netznutzer angeschlossen ist, und aller vorlagerten Netzebenen abgegolten.	**Auch für Fernleitungsnetze (zusammengefasste ehemalige Überregionale und ehemalige regionale Fernleitungsnetze) muss neben dem Vergleichsmarktkonzept eine Kostenorientierung zumindest als Entgeltobergrenze gelten.** **Dieser Absatz konstatiert, dass es einen Leitungswettbewerb im Bereich der Fernleitung gibt. Das ist nicht der Fall. Damit widerspricht die besondere Regelung des § 19 dem EnWG (dort § 24 Ziff. 5), wonach nur bei bestehendem oder potentiellen Leitungswettbewerb von „dem Grundsatz der Kostenorientierung" abgewichen werden darf. Eine Prüfung, ob diese Bedingung erfüllt ist, findet nach der vorgesehenen Regelung des § 3 (2) i.V. mit § 19 der GasNEVO zumindest bis zum 1.4.2007 jedoch nicht statt.** **Und auch dann sind Folgen und Konsequenzen der Ergebnisse aus dem Monitoring-Bericht vollkommen unklar.** **Ausnahmen von der Kostenorientierung setzen zumindest jeweils den konkreten Nachweis von tatsächlichem Leitungswettbewerb bei den betroffenen Einzelleitungen voraus.**
Teil 2 **Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte**	**Teil 2** **Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte**	
Abschnitt 1 **Kostenartenrechnung**	**Abschnitt 1** **Kostenartenrechnung**	
§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung	**§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung**	
(1) Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind auf der Grundlage einer gaswirtschaftlich rationellen Betriebsführung anzusetzen, soweit sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungsbeträge und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung erfolgt nach der Methode der Nettosubstanzerhaltung.	(1) Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind auf der Grundlage einer ~~gaswirtschaftlich rationellen Betriebsführung~~ **effizienten Leistungsbereitstellung** anzusetzen, soweit sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungsbeträge und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung erfolgt nach der Methode der ~~Nettosubstanzerhaltung~~ **Realkapitalerhaltung**.	**Grundsätzlich sollte der vorausschauende Begriff der effizienten Leistungsbereitstellung verwendet werden, da der Kostenbegriff einer gaswirtschaftlich rationellen Betriebsführung vergangenheitsorientiert und strukturkonservierend ist. Darüber hinaus ist dieser Kostenbegriff aus der bisherigen Erfahrung heraus negativ besetzt, da die Erforderlichkeit der Investitionen nicht geprüft wird.** **Der Verweis auf die Kosten der effizienten Leistungsbe-**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
		reitstellung stellt klar, dass nicht die tatsächlich angefallenen Kosten relevant sind, sondern nur die erforderlichen Kosten also die Kosten effizienter Leistungsbereitstellung (KeL). Mit dem Kostenbegriff der energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung lässt sich nur weiterarbeiten, wenn dieser Kostenbegriff inhaltlich von dem althergebrachten Verständnis gelöst wird und an den Kostenbegriff der effizienten Leistungsbereitstellung angenähert wird. Diese inhaltlich Anreicherung ist aber durchaus möglich, da die Kosten einer erB nirgendwo definiert sind. Sollte der Verordnungsgeber an dem Kostenbegriff der erB festhalten wollen, müsste dieser im Definitionsteil näher beschrieben werden. **Zum Ersatz der Nettosubstanzerhaltung durch die Realkapitalerhaltung vgl. Anm. zu § 6 (2).**
(2) Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Gasversorgung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Absatz 1 aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 zusammen.	(2) Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Gasversorgung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Absatz 1 aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 5, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 6, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 7 sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 8 unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 zusammen.	
(3) Bis zur erstmaligen Erstellung der jeweiligen Gewinn- und Verlustrechnung nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist abweichend von Absatz 2 der Bestimmung der Netzkosten jeweils eine auf den Tätigkeitsbereich Gasfernleitung und Gasverteilung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zugrunde zu legen. Soweit Betreiber von Gasfernleitungs- oder Gasverteilnetzen nicht unter die Verpflichtungen nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes fallen, haben diese eine auf die Tätigkeitsbereiche Gasfernleitung und Gasverteilung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung	(3) Bis zur erstmaligen Erstellung der jeweiligen Gewinn- und Verlustrechnung nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist abweichend von Absatz 2 der Bestimmung der Netzkosten jeweils eine auf den Tätigkeitsbereich Gasfernleitung und Gasverteilung beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zugrunde zu legen. Soweit Betreiber von Gasfernleitungs- oder Gasverteilnetzen nicht unter die Verpflichtungen nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes fallen, haben diese **jeweils** eine auf die Tätigkeitsbereiche Gasfernleitung und Gasverteilung beschränkte und nach	**Diese Regelung ist sehr zu begrüßen, da dadurch die verspätete Wirksamkeit des buchhalterischen Unbundlings nach § 10 (3) EnWG-E aufgehoben wird.** **Eine getrennte GuV bzgl. Fernleitungs- und Verteilernetzen ist auch bei nicht ver-**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu erstellen und zugrunde zu legen.	handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zu erstellen und zugrunde zu legen.	**tikal-integrierten Unternehmen notwendig, um die notwendigen Informationen für die einzelnen Netzebenen zu erhalten.**
(4) Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Gasversorgungsnetz zuzuordnen. Die zugrundegelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Sie sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.	(4) Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Gasversorgungsnetz zuzuordnen. Die zugrundegelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Sie sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.	
(5) Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Betreiber von Gasversorgungsnetzen an Dritte anfallen, können nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden, wie sie anfielen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Der Betreiber des Gasversorgungsnetzes hat die erforderlichen Nachweise zu führen.	(5) Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Betreiber von Gasversorgungsnetzen an Dritte anfallen, können nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden, wie sie anfielen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Der Betreiber des Gasversorgungsnetzes hat die erforderlichen Nachweise zu führen. **(6) Leistungen, die zu garantierten Lastflüssen, mit Kapazitätserhöhung gemäß § 5 NZVO Gas führen, werden nach marktwirtschaftlichen Kriterien beschafft. Die Angemessenheit der hierdurch verursachten Kosten wird von der Regulierungsbehörde kontrolliert.**	
§ 5 **Aufwandsgleiche Kostenpositionen**	**§ 5** **Aufwandsgleiche Kostenpositionen**	
(1) Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Gasfernleitung und Gasverteilung zu entnehmen und nach Maßgabe des § 4 Abs. 1 bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen.	(1) Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 10 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Gasfernleitung und Gasverteilung zu entnehmen und nach Maßgabe des § 4 Abs. 1 bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen.	
(2) Fremdkapitalzinsen sind in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen.	(2) Fremdkapitalzinsen sind in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen.	
§ 6 **Kalkulatorische Abschreibungen**	**§ 6** **Kalkulatorische Abschreibungen**	
(1) Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach den	(1) Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
Absätzen 2 bis 7 als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (kalkulatorische Abschreibungen). Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung und ermöglichen die Wiederbeschaffung der Anlagegüter nach Ende der jeweiligen Nutzungsdauer.	nach den Absätzen 2 bis 7 als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (kalkulatorische Abschreibungen). Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung und ermöglichen die Wiederbeschaffung der Anlagegüter nach Ende der jeweiligen Nutzungsdauer.	
(2) Die kalkulatorischen Abschreibungen sind unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen 1. des eigenfinanzierten Anteils der Anlagegüter ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Eigenkapitalquote zu multiplizieren; 2. des fremdfinanzierten Anteils der Anlagegüter ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig bilanziell aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten) ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Fremdkapitalquote zu multiplizieren. Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restbuchwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der Netznutzungsentgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen. Die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer ist für die Dauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.	(2) Die kalkulatorischen Abschreibungen sind ~~unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote~~ nach der linearen Abschreibungsmethode **auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer nach Anlage 1** zu ermitteln. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen **sind Anlage- und sonstige Güter auf Basis von Anschaffungs- und Herstellkosten zu bewerten.** ~~1. des eigenfinanzierten Anteils der Anlagegüter ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von dem jeweiligen Tagesneuwert ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Eigenkapitalquote zu multiplizieren;~~ ~~2. des fremdfinanzierten Anteils der Anlagegüter ist die Summe aller anlagenspezifisch und ausgehend von den jeweiligen, im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig bilanziell aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten (historische Anschaffungs- und Herstellungskosten) ermittelten Abschreibungsbeträge aller Anlagen zu bilden und anschließend mit der Fremdkapitalquote zu multiplizieren.~~ ~~Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restbuchwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der Netznutzungsentgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote. Die kalkulatori-~~	**Statt der Nettosubstanzerhaltung wird die Methode der Realkapitalerhaltung präferiert. Beide Methoden gewährleisten den Unternehmenserhalt. Das Konzept der Realkapitalerhaltung ist transparenter und für Dritte einfacher nachzuvollziehen und erspart es den Netzbetreiber aufwändige parallel Buchhaltungssysteme, da die für das Realkapitalerhaltungskonzept notwendigen Daten ohnehin im Rahmen der normalen Buchhaltung vorliegen. Durch die mangelnde Transparenz erhält 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 erkannt und gesetzlich für die Vergabe von öffentlichen Aufgaben, für deren Erledigung kein wettbewerblicher Markt besteht, festgeschrieben worden.** **Streichung der Regelung in § 6 Abs. 2 und Verschiebung nach § 7 Abs. 2a (neu), da die EK-Quote in unserem Ansatz nur im Bezug auf die Verzinsung eine Rolle spielt und nicht mehr bei der Bemessung der Abschreibungen.**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
	~~sehen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen.~~ Die jeweils für eine Anlage in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer ist für die Dauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.	
(3) Der Tagesneuwert ist der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte zum jeweiligen Stichtag erfolgt unter Verwendung anlagenspezifischer oder anlagengruppenspezifischer Preisindizes, die auf den Indexreihen des Statistischen Bundesamtes beruhen (Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes „Preise und Preisindizes“, Fachserie 16 und 17).[1]	~~(3) Der Tagesneuwert ist der unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung maßgebliche Anschaffungswert zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt. Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte zum jeweiligen Stichtag erfolgt unter Verwendung anlagenspezifischer oder anlagengruppenspezifischer Preisindizes, die auf den Indexreihen des Statistischen Bundesamtes beruhen (Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes „Preise und Preisindizes“, Fachserie 16 und 17).~~	
(4) Die unter Zugrundelegung der jeweiligen Tagesneuwerte und unter Berücksichtigung ihrer Verzinsung ermittelten, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen eines Anlagegutes sollen über die kalkulatorische Nutzungsdauer dieses Anlagegutes der Höhe der bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten des wiederbeschafften Anlagegutes entsprechen. Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben die ermittelten, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen für sämtliche Anlagegüter einzeln oder in Anlagegütergruppen in für sachkundige Dritte nachvollziehbarer Weise schriftlich zu dokumentieren und für 40 Jahre aufzubewahren. Sind einzelne oder sämtliche kalkulatorischen Abschreibungsbeträge eines Anlagegutes nicht verfügbar, so sind die kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen abweichend von Satz 1 unter Verwendung des anwendbaren Preisindex, der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der in der Vergangenheit tatsächlich zugrundegelegten kalkulatorischen Nutzungsdauer zu ermitteln.	~~(4) Die unter Zugrundelegung der jeweiligen Tagesneuwerte und unter Berücksichtigung ihrer Verzinsung ermittelten, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen eines Anlagegutes sollen über die kalkulatorische Nutzungsdauer dieses Anlagegutes der Höhe der bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten des wiederbeschafften Anlagegutes entsprechen. Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben die ermittelten, kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen für sämtliche Anlagegüter einzeln oder in Anlagegütergruppen in für sachkundige Dritte nachvollziehbarer Weise schriftlich zu dokumentieren und für 40 Jahre aufzubewahren. Sind einzelne oder sämtliche kalkulatorischen Abschreibungsbeträge eines Anlagegutes nicht verfügbar, so sind die kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen abweichend von Satz 1 unter Verwendung des anwendbaren Preisindex, der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und der in der Vergangenheit tatsächlich zugrundegelegten kalkulatorischen Nutzungsdauer zu ermitteln.~~	**Im System der Realkapitalerhaltung sind die Regelungen der Abs. 4 und 5 in dieser Form nicht notwendig, da nicht anlagenscharf saldiert und re-investiert wird.**
(5) Übersteigen am Ende der tatsächlichen Nutzung eines Anlagegutes im Falle der Wiederbeschaffung dieses Anlagegutes die bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Ersatzinvestition die nach Absatz 4 ermittelten kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen des ersetzten An-	~~(5) Übersteigen am Ende der tatsächlichen Nutzung eines Anlagegutes im Falle der Wiederbeschaffung dieses Anlagegutes die bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Ersatzinvestition die nach Absatz 4 ermittelten kumulierten kalkulatorischen Ab-~~	

[1] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, Wiesbaden

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
lagegutes, so kann dieser Betrag in der folgenden Kalkulationsperiode den Netzkosten nach § 4 hinzugerechnet werden. Übersteigen am Ende der Nutzung eines Anlagegutes im Falle der Wiederbeschaffung dieses Anlagegutes die nach Absatz 4 ermittelten kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen des ersetzten Anlagegutes die Höhe der bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Ersatzinvestition, so ist dieser Betrag in der folgenden Kalkulationsperiode als Minderung der nach § 4 zu ermittelnden Netzkosten in Ansatz zu bringen. Nach den Sätzen 1 und 2 ist ebenfalls zu verfahren, wenn kein vergleichbares Anlagegut wiederbeschafft oder von einer Wiederbeschaffung abgesehen wird. Der Abgleich hat einmal pro Kalkulationsperiode zu erfolgen. Dieser Abgleich ist im Rahmen des nach § 28 zu erstellenden Berichts schriftlich zu dokumentieren.	~~schreibungen des ersetzten Anlagegutes, so kann dieser Betrag in der folgenden Kalkulationsperiode den Netzkosten nach § 4 hinzugerechnet werden. Übersteigen am Ende der Nutzung eines Anlagegutes im Falle der Wiederbeschaffung dieses Anlagegutes die nach Absatz 4 ermittelten kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen des ersetzten Anlagegutes die Höhe der bilanzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten der Ersatzinvestition, so ist dieser Betrag in der folgenden Kalkulationsperiode als Minderung der nach § 4 zu ermittelnden Netzkosten in Ansatz zu bringen. Nach den Sätzen 1 und 2 ist ebenfalls zu verfahren, wenn kein vergleichbares Anlagegut wiederbeschafft oder von einer Wiederbeschaffung abgesehen wird. Der Abgleich hat einmal pro Kalkulationsperiode zu erfolgen. Dieser Abgleich ist im Rahmen des nach § 28 zu erstellenden Berichts schriftlich zu dokumentieren.~~	
(6) Der kalkulatorische Restwert eines Anlagegutes beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. Bei Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer während der Nutzung ist sicherzustellen, dass keine Erhöhung der Kalkulationsgrundlage erfolgt. In einem solchen Fall bildet der jeweilige Restwert des Wirtschaftsguts zum Zeitpunkt der Abschreibungsdauerumstellung die Grundlage der weiteren Abschreibung. Der neue Abschreibungsbetrag ergibt sich aus der Division des Restwertes durch die Restabschreibungsdauer. Es erfolgt keine Abschreibung unter Null.	(6) Der kalkulatorische Restwert eines Anlagegutes beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. Bei Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer während der Nutzung ist sicherzustellen, dass keine Erhöhung der Kalkulationsgrundlage erfolgt. In einem solchen Fall bildet der jeweilige Restwert des Wirtschaftsguts zum Zeitpunkt der Abschreibungsdauerumstellung die Grundlage der weiteren Abschreibung. Der neue Abschreibungsbetrag ergibt sich aus der Division des Restwertes durch die Restabschreibungsdauer. Es erfolgt keine Abschreibung unter Null.	
(7) Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen.	(7) Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen.	**Sehr wichtige Festlegung, die unbedingt beibehalten werden muss.**
§ 7 **Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung**	**§ 7** **Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung**	
(1) Die Verzinsung des von Betreibern von Gasversorgungsnetzen eingesetzten Eigenkapitals erfolgt im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § 6 Abs. 2 aus der Summe der 1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und multipliziert mit der Fremdkapitalquote,	(1) Die Verzinsung des von Betreibern von Gasversorgungsnetzen eingesetzten Eigenkapitals erfolgt im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich unter Berücksichtigung der Eigenkapitalquote nach § ~~6~~ **7** Abs. 2 **a** aus der Summe der 1. kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bewertet zu historischen Anschaffungs-	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
2. der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote und 3. der Bilanzwerte der Finanzanlagen und Bilanzwerte des Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.	und Herstellungskosten ~~und multipliziert mit der Fremdkapitalquote~~, ~~2. der kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bewertet zu Tagesneuwerten und multipliziert mit der Eigenkapitalquote und~~ ~~3~~**2**. der Bilanzwerte der Finanzanlagen und Bilanzwerte des Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals.	**Diese Regelungen entfallen bei Anwendung des Prinzips der Realkapitalerhaltung.**
(2) Als Abzugskapital ist das zinslos zur Verfügung stehende Kapital zu behandeln. Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand der folgenden Positionen anzusetzen: 1. Rückstellungen; 2. erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden; 3. unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen; 4. erhaltene Baukostenzuschüsse einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten; 5. sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen.	(2) Als Abzugskapital ist das zinslos zur Verfügung stehende Kapital zu behandeln. Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand der folgenden Positionen anzusetzen: 1. Rückstellungen; 2. erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden; 3. unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen; 4. erhaltene Baukostenzuschüsse ~~einschließlich passivierter Leistungen der Anschlussnehmer zur Erstattung von Netzanschlusskosten;~~ 5. sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von Gasversorgungsnetzen zinslos zur Verfügung stehen.	**Der Hinweis auf Leistungen der Anschlussnehmer ist zu streichen. Andernfalls wird eine allgemeine Auflösung dieser Verbindlichkeiten vorgeschrieben, wohingegen eine individuelle Auflösung gegenüber dem betreffenden Anschlussnehmer geboten ist. Diese Streichung entspricht dem Änderungsvorschlag zu § 9 Abs. 1.**
	(2a) Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restbuchwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der Netznutzungsentgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote	**Übernahme der Regelung aus § 6 Abs. 2, da die EK-Quote in unserem Ansatz nur im Bezug auf die Verzinsung eine Rolle spielt und nicht mehr bei der Bemessung der Abschreibungen [Deshalb erfolgt Streichung in § 6]**
(3) Der in Anwendung zu bringende Eigenkapitalzinssatz darf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten, abzüglich des auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezo-	(3) Der in Anwendung zu bringende Eigenkapitalzinssatz darf den auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten~~, abzüglich des auf die letzten zehn~~	**Folgeänderung, die durch die Anwendung des Realkapital-**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
genen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex und zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Absatz 5 nicht überschreiten.	~~abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisindex und~~ zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Absatz **4** ~~5~~ nicht überschreiten.	**erhaltungsprinzips notwendig wird (Nominalzinssatz).**
(4) Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln: 1. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten; 2. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten; 3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse;	(4) Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln: 1. Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf diesen Märkten; 2. durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Gasversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten; 3. beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse;	
(5) Über den Eigenkapitalzinssatz entscheidet die Regulierungsbehörde in Anwendung der Absätze 3 und 4 alle zwei Jahre, erstmals zum 1. Januar 2007, durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde beträgt der Eigenkapitalzinssatz 7,8 Prozent.	(5) ~~Über den Eigenkapitalzinssatz entscheidet die Regulierungsbehörde in Anwendung der Absätze 3 und 4 alle zwei Jahre, erstmals zum 1. Januar 2007, durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde beträgt der Eigenkapitalzinssatz 7,8 Prozent.~~ **Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse wird von der Bundesregulierungsbehörde unter Berücksichtigung der maßgeblichen Entwicklungen alle zwei Jahre, erstmals drei Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung, festgelegt. Bis zur erstmaligen Festlegung durch die Bundesregulierungsbehörde beträgt der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse 0,5 %**	**Eine Festlegung des gesamten Eigenkapitalzinses ist nicht notwendig, da die Basis für die Eigenkapitalverzinsung, ohnehin von der Bundesbank ermittelt wird. Die Festlegung des gesamten Eigenkapitalzinses durch die Regulierungsbehörde alle zwei Jahr führt nur zu unnötigen und sachfremden Schwankungen des Wagniszuschlages. Der Wagniszuschlag ist gegenüber dem in der VVII Erdgas berücksichtigten Wagniszuschlag deutlich zu reduzieren, da durch die in § 10 vorgeschriebene Periodenübergreifende Saldierung das Risiko einer Kostenunterdeckung praktisch ausgeschlossen ist, weil Kostenunterdeckungen auf die folgenden Perioden vorgetragen werden können.** **Mit einer Festlegung der Eigenkapitalverzinsung würde das aktuelle Niveau der Netznutzungsentgelte mindestens bis 2007 zementiert. Indirekt würde zusätzlich der Wagniszuschlag angehoben. Die VVII Erdgas ist hinsichtlich des Realzinses unbestimmt. Der zugrundegelegte Realzins ergibt sich erst einem 40-jährigen Durchschnitt der Verzinsung festverzinslicher Wertpapiere. Wird die Betrachtungsdauer auf zehn Jahre reduziert,**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
		sinkt der Realzins von 4,8% auf ca. 3,5% (Betrachtungsjahr 2003) . Damit steigt der Wagniszuschlag von 3 % auf 4,3 %, da die Gesamtverzinsung bei 7,8 % bleibt.
	(6) Bis zur erstmaligen Festlegung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse durch die Regulierungsbehörde, bedarf jede Erhöhung der Netznutzungsentgelte über das am 1.1.2004 geltende Niveau die Genehmigung der Regulierungsbehörde. Die Genehmigung wird auf Basis einer Kosten- und Effizienzprüfung erteilt. Dabei sind Erhöhungen der Netznutzungsentgelte nur genehmigungsfähig, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass seine nach den Bestimmungen dieser Verordnung ansetzbaren Kosten gegenüber der letzten Kalkulation der Netznutzungsentgelte gestiegen sind.	**Die Deckelung der Netznutzungsentgelte auf dem Niveau vom 1.1. 2004 ist notwendig, um für die Übergangszeit, bis zur vollen Arbeitsfähigkeit der Regulierungsbehörde einen unkontrollierten Anstieg der Netznutzungsentgelte zu verhindern** **Es darf auch hier keine reine Kostenorientierung eingeführt werden.** **Auch in der Gegenäußerung der Regierung ist diese Forderung festgelegt.**
§ 8 **Kalkulatorische Steuern**	**§ 8** **Kalkulatorische Steuern**	
Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten kann die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Ermittlung der Gewerbesteuer ist die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen.	Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten kann die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden. Bei der Ermittlung der Gewerbesteuer ist die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen.	
§ 9 **Kostenmindernde Erlöse und Erträge**	**§ 9** **Kostenmindernde Erlöse und Erträge**	
(1) Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen 1. aktivierte Eigenleistungen, 2. Zins- und Beteiligungserträge, 3. Netzanschlusskosten, 4. Baukostenzuschüsse oder 5. sonstige Erträge und Erlöse der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von gasverbrauchenden Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.	(1) Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen 1. aktivierte Eigenleistungen, 2. Zins- und Beteiligungserträge, 3. Netzanschlusskosten, 4. Baukostenzuschüsse oder 5. sonstige Erträge und Erlöse der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. Die von gasverbrauchenden Anschlussnehmern **vor Inkrafttreten dieser Verordnung** entrichteten Baukostenzuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen. **Abs. 3 bleibt unberührt.**	
(2) Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.	(2) Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung von Gas entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
	(3) Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Kundenanschlusses entrichtet wurden, sind anschlussindividuell über die Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen.	**Die Abschaffung von Baukostenzuschüssen führt zu einer Vereinheitlichung der Kostenbasis. Die Praxis der Baukostenzuschüsse ist heute völlig uneinheitlich. Es sind keine Kriterien für die Erhebung von BKZ´s zu erkennen. Die Kosten, die heute mit BKZ´s abgegolten werden, sind im Rahmen der allgemeinen Netznutzungsentgelte integriert. Die von den Netzbetreibern behauptete Lenkungswirkung von BKZ´s ist in der Praxis nicht erkennbar und kann ohnehin im Rahmen der Erhebung von Anschlusskosten abgebildet werden.**
	(4) Mit Inkrafttreten dieser Verordnung dürfen keine Baukostenzuschüsse mehr erhoben werden.	**Die Abschaffung von Baukostenzuschüssen führt zu einer Vereinheitlichung der Kostenbasis. Die Praxis der Baukostenzuschüsse ist heute völlig uneinheitlich. Es sind keine Kriterien für die Erhebung von BKZ´s zu erkennen. Die Kosten, die heute mit BKZ´s abgegolten werden, sind im Rahmen der allgemeinen Netznutzungsentgelte integriert. Die von den Netzbetreibern behauptete Lenkungswirkung von BKZ´s ist in der Praxis nicht erkennbar und kann ohnehin im Rahmen der Erhebung von Anschlusskosten abgebildet werden.**
§ 10 **Periodenübergreifende Saldierung**	**§ 10** **Periodenübergreifende Saldierung**	
Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen 1. den in dieser Kalkulationsperiode aus Netznutzungsentgelten erzielten Erlösen und 2. den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1 des Teils 2 zugrundegelegten Netzkosten zu ermitteln. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 über den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, ist der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages mit einem angemessenen Zinssatz in der nächsten Kalkulationsperiode kostenmindernd in Ansatz zu bringen. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, kann der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages mit einem	Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen 1. den in dieser Kalkulationsperiode aus Netznutzungsentgelten erzielten Erlösen und 2. den für diese Kalkulationsperiode nach Abschnitt 1 des Teils 2 zugrundegelegten Netzkosten zu ermitteln. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 über den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, ist der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages mit einem angemessenen Zinssatz in der nächsten Kalkulationsperiode kostenmindernd in Ansatz zu bringen. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, kann der Differenz-	**Diese Regelung sollte unbedingt beibehalten werden. Sie dient dazu, unnötige Risiken, die wiederum einen Wagniszuschlag begründen könnten, von den Netzbetreibern abzuwenden und verhindert die Entstehung von „Zufallsgewinnen“.**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
angemessenen Zinssatz in der nächsten Kalkulationsperiode kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden. Der durchschnittlich gebundene Betrag ist der Mittelwert der Differenz aus den erzielten Erlösen und zu deckenden Kosten. Der durchschnittliche Differenzbetrag ist der Mittelwert der Differenz aus den zu deckenden Kosten und den erzielten Erlösen.	betrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages mit einem angemessenen Zinssatz in der nächsten Kalkulationsperiode kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden. Der durchschnittlich gebundene Betrag ist der Mittelwert der Differenz aus den erzielten Erlösen und zu deckenden Kosten. Der durchschnittliche Differenzbetrag ist der Mittelwert der Differenz aus den zu deckenden Kosten und den erzielten Erlösen.	
Abschnitt 2 **Kostenstellenrechnung**	**Abschnitt 2** **Kostenstellenrechnung**	
§ 11 **Grundsätze der Kostenverteilung**	**§ 11** **Grundsätze der Kostenverteilung**	
Die nach § 4 ermittelten Netzkosten sind soweit möglich direkt den Hauptkostenstellen nach § 12 zuzuordnen. Soweit eine direkte Zuordnung von Kosten nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand möglich ist, sind diese zunächst geeigneten Hilfskostenstellen zuzuordnen. Die Aufteilung dieser Netzkosten auf die Hauptkostenstellen hat verursachungsgerecht über eine angemessene Schlüsselung zu erfolgen. Die gewählten Schlüssel müssen sachgerecht sein und sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig schriftlich zu dokumentieren. Insbesondere sind die Schlüssel stetig anzuwenden. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die sachlichen Gründe für diese Änderungen sind in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise und vollständig schriftlich zu dokumentieren.	Die nach § 4 ermittelten Netzkosten sind soweit möglich direkt den Hauptkostenstellen nach § 12 zuzuordnen. Soweit eine direkte Zuordnung von Kosten nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand möglich ist, sind diese zunächst geeigneten Hilfskostenstellen zuzuordnen. Die Aufteilung dieser Netzkosten auf die Hauptkostenstellen hat verursachungsgerecht über eine angemessene Schlüsselung zu erfolgen. Die gewählten Schlüssel müssen sachgerecht sein und sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig schriftlich zu dokumentieren. **Sie sind der Regulierungsbehörde zu übermitteln.** Insbesondere sind die Schlüssel stetig anzuwenden. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die sachlichen Gründe für diese Änderungen sind in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise und vollständig schriftlich zu dokumentieren.	
§ 12 Kostenstellen	**§ 12 Kostenstellen**	
Für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte haben Betreiber von Gasversorgungsnetzen als Maßgrößen der Kostenverursachung Haupt- und Nebenkostenstellen nach Anlage 2 zu bilden. Die Netzkosten nach § 4 sind vollständig auf die Kostenstellen nach Anlage 2 zu verteilen. Die Bildung von Hilfskostenstellen ist zulässig.	Für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte haben Betreiber von Gasversorgungsnetzen als Maßgrößen der Kostenverursachung Haupt- und Nebenkostenstellen nach Anlage 2 zu bilden. Die Netzkosten nach § 4 sind vollständig auf die Kostenstellen nach Anlage 2 zu verteilen. Die Bildung von Hilfskostenstellen ist zulässig.	
	§ 12 a Kostenwälzung	
	(1) Um eine möglichst verursachungsgerechte Verteilung der Netzkosten auf die Kostenträger zu erreichen, werden, beginnend bei der **Ferngasstufe** die Kosten der Netze jeweils anteilig auf die nachgelagerte Netzebene verteilt (Kostenwälzung), soweit diese Kosten nicht der Entnahme von Letztverbrauchern und Weiterverteilern aus der jeweiligen **Netze**bene zuzuordnen sind.	**Auch im Gasbereich ist eine Kostenwälzung vorzusehen. Dies korrespondiert mit dem neu vorgeschlagenen § 3 (2).**
	(2) Die Kosten werden entsprechend der	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
	von der vorgelagerten **Netze**bene bezogenen und zeitgleich über alle Übergabepunkte gemessenen höchsten Leistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades nach § **13 a** auf die nachgelagerte Netzebene verteilt. An eine Netzebene angeschlossene Letztverbraucher und Weiterverteiler sowie die nachgeordnete Netzebene werden als Netzkunden der jeweiligen Netzebene angesehen und gleichbehandelt.	
	(3) Ausgangspunkt der Zuordnung der Kosten auf die Kostenträger ist die Kostenstellenrechnung nach § 13. Die Kostenträger haben sich an den vorhandenen Netzebenen des Betreibers von **Erdgas**versorgungsnetzen zu orientieren und sind im Einzelnen nach Anlage 3 zu bilden.	
	(4) Sofern mehrere Betreiber von **Erdgas**versorgungsnetzen einander nachgelagerte oder parallele Netze der gleichen Netzebene betreiben, werden die Kosten nach § **12** dieser Betreiber von **Erdgas**versorgungsnetzen zusammengefasst, um die Ermittlung eines einheitlichen Netznutzungsentgeltes in dieser Netzebene zu ermöglichen.	
	(5) Kostenträger der Kostenstellen Messung und Abrechnung sind die jeweiligen Netzebenen. Soweit sich Kosten dieser Kostenstellen nicht direkt einer **Netze**bene zuordnen lassen, sind diese Kosten verursachungsgerecht zuzuordnen.	
Abschnitt 3 **Kostenträgerrechnung**	**Abschnitt 3** **Kostenträgerrechnung**	
§ 13 Grundsätze der Entgeltermittlung	**§ 13 Grundsätze der Entgeltermittlung**	
(1) Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist das in der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung) geregelte Netzzugangsmodell, das auf dem Erwerb von Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten basiert. Mit den Entgelten für den Erwerb von Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten (Ein- und Ausspeiseentgelte) wird die Nutzung des Gasversorgungsnetzes abgegolten.	(1) Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist das in der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung) geregelte Netzzugangsmodell, das auf dem Erwerb von Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten basiert. Mit den Entgelten für den Erwerb von Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten (Ein- und Ausspeiseentgelte) wird die Nutzung des **gesamten** Gasversorgungsnetzes **im Geltungsbereich dieses Gesetzes** abgegolten.	
(2) Die Ein- und Ausspeiseentgelte sind als Kapazitätsentgelte in Euro pro Kubikmeter pro Stunde pro Zeiteinheit auszuweisen. Die Entgelte beziehen sich dabei grundsätzlich auf ein Gaswirtschaftsjahr. Darüber hinaus veröffentlichen die Betreiber von Gasversorgungsnetzen Entgelte für monatliche, wöchentliche und tägliche Verträge sowie Jahresverträge mit abweichendem Laufzeitbeginn. Für die Umrechnung der Jahresleistungspreise in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte (Monats-,	(2) Die Ein- und Ausspeiseentgelte sind als Kapazitätsentgelte in Euro pro Kubikmeter pro Stunde pro Zeiteinheit auszuweisen. Die Entgelte beziehen sich dabei grundsätzlich auf ein Gaswirtschaftsjahr. Darüber hinaus veröffentlichen die Betreiber von Gasversorgungsnetzen Entgelte für monatliche, wöchentliche und tägliche Verträge sowie Jahresverträge mit abweichendem Laufzeitbeginn. Für die Umrechnung der Jahresleistungspreise in Leistungs-	**Im Rahmen der Weiterentwicklung der VO in Richtung Börsenfähigkeit sollte die Überführung der Volumen- in Energieeinheiten geprüft werden.**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
Wochen- und Tagesleistungspreise) gilt § 43 der Gasnetzzugangsverordnung entsprechend.	preise für unterjährige Kapazitätsrechte (Monats-, Wochen- und Tagesleistungspreise) gilt § 43 der Gasnetzzugangsverordnung entsprechend.	
(3) Die Unternehmen weisen Entgelte für feste und unterbrechbare Kapazitäten aus. Die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten müssen die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung widerspiegeln.	(3) Die Unternehmen weisen Entgelte für feste und unterbrechbare Kapazitäten aus. Die Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten müssen **bei der Buchung** die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung **angemessen** widerspiegeln **und dementsprechend geringer sein.**	**Diese Ergänzung trägt dem beim Netzkunden liegenden Risiko Rechnung.**
(4) Die Entgelte für die erforderlichen Systemdienstleistungen nach § 5 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung sind in den Entgelten nach Absatz 1 enthalten.	(4) Die Entgelte für die erforderlichen Systemdienstleistungen nach § 14 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung **sowie § 4 (6) - neu - in dieser Verordnung** sind in den Entgelten nach Absatz 1 **enthalten und in den Entgeltrechnungen getrennt und aufgeschlüsselt nach den erbrachten Systemdienstleistungen auszuweisen.**	**Hier sollte ein separater Ausweis auf der Rechnung gefordert werden**
(5) Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte zu dokumentieren; diese Dokumentation ist auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen.	(5) Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte zu dokumentieren; diese Dokumentation ist auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen.	
	§ 13a Gleichzeitigkeitsgrad	
	(1) Die Zuteilung der Kosten der Fernleitungsnetze auf die aus diesen Netzen entnehmenden Netznutzer hat verursachungsgerecht zu erfolgen. Zu diesem Zweck werden zunächst für diese Netze die spezifischen Jahreskosten gebildet. Die spezifischen Jahreskosten ergeben sich aus dem Quotienten aus den Jahreskosten eines Netzes nach § 12 a und der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus diesem Netz.	**Notwendige Ergänzung, um die in § 12a normierte Kostenwälzung anhand der Höchstlast durchführen zu können und Durchmischungseffekte zu berücksichtigen.**
	(2) Für die verursachungsgerechte Zuteilung der spezifischen Jahreskosten eines Netzes auf die Netzkunden dieses Netzes, wird hierfür jeweils eine Gleichzeitigkeitsfunktion ermittelt.	**Die Vorschrift für die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfunktion muss noch entwickelt und eingefügt werden.**
§ 14 Teilnetze	**§ 14 Teilnetze**	
(1) Soweit ein Betreiber von Gasversorgungsnetzen nach § 6 Absatz 5 Gasnetzzugangsverordnung Teilnetze gebildet hat, ordnet er die nach § 4 ermittelten Netzkosten zunächst den einzelnen Teilnetzen zu. Die Zuordnung kann durch eine sachgerechte Schlüsselung erfolgen und ist zu dokumentieren.	(1) Soweit ein Betreiber von Gasversorgungsnetzen nach § 6 Absatz 5 Gasnetzzugangsverordnung Teilnetze gebildet hat, ordnet er die nach § 4 ermittelten Netzkosten zunächst den einzelnen Teilnetzen zu. Die Zuordnung kann durch eine sachgerechte Schlüsselung erfolgen und ist zu dokumentieren.	**Damit würden je Teilnetz Einzelentgelte genehmigt, was zu über 730 Entry-/Exit-Zonen (mindestens) führen würde und abzulehnen ist.**
(2) Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte gemäß § 15 erfolgt getrennt für die einzelnen Teilnetze auf Basis der diesen Teilnetzen zugewiesenen Kosten. Nur einmal erbrachte Systemdienstleistungen nach § 5 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung dürfen bei der Nutzung mehrerer Teilnetze eines Netzbetreibers nicht mehrfach berechnet werden.	(2) Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte gemäß § 15 erfolgt getrennt für die einzelnen Teilnetze auf Basis der diesen Teilnetzen zugewiesenen Kosten. Nur einmal erbrachte Systemdienstleistungen nach § 5 Abs. 2 der Gasnetzzugangsverordnung dürfen bei der Nutzung mehrerer Teilnetze eines Netzbetreibers nicht mehrfach berechnet werden.	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
§ 15 Ermittlung der Netznutzungsentgelte	**§ 15 Ermittlung der Netznutzungsentgelte**	
(1) Die Netzkosten sind zunächst in die Beträge aufzuteilen die durch Einspeiseentgelte einerseits und Ausspeiseentgelte andererseits zu decken sind. Die Aufteilung der Kosten erfolgt im Regelfall im Verhältnis eins zu eins. Weicht der Netzbetreiber hiervon ab, hat er dies schriftlich zu begründen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen.	(1) Die Netzkosten sind zunächst in die Beträge aufzuteilen die durch Einspeiseentgelte einerseits und Ausspeiseentgelte andererseits zu decken sind. Die Aufteilung der Kosten erfolgt im Regelfall im Verhältnis eins zu eins. Weicht der Netzbetreiber hiervon ab, hat er dies schriftlich zu begründen und der Regulierungsbehörde anzuzeigen.	**Es ist zu hinterfragen, wie der Gesetzgeber die 1:1-Aufteilung begründet. Die Begründung zu dieser VO ist nicht schlüssig.**
(2) Die Bildung der Einspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei sind folgende Anforderungen zu erfüllen: 1. Gewährleistung der Versorgungssicherheit und des sicheren Betriebs der Netze, 2. Beachtung der Diskriminierungsfreiheit, 3. Setzen von Anreizen für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Leitungsnetz. Um zu ermitteln, wie eine möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten erfolgen kann, führt der Netzbetreiber in Vorbereitung der Entgeltbildung für die Einspeisepunkte eine Lastflusssimulation nach dem Stand der Technik durch, bei der insbesondere die unterschiedliche Belastung der Kapazitäten im Leitungsnetz durch die Nutzung alternativer Einspeisepunkte simuliert wird. Die Ergebnisse dieser Simulation sind vom Netzbetreiber zu dokumentieren; die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.	(2) Die Bildung der Einspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei sind folgende Anforderungen zu erfüllen: 1. Gewährleistung der Versorgungssicherheit und des sicheren Betriebs der Netze, 2. Beachtung der Diskriminierungsfreiheit, 3. Setzen von Anreizen für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Leitungsnetz. Um zu ermitteln, wie eine möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten erfolgen kann, führt der Netzbetreiber in Vorbereitung der Entgeltbildung für die Einspeisepunkte eine Lastflusssimulation nach dem Stand der Technik durch, bei der insbesondere die unterschiedliche Belastung der Kapazitäten im Leitungsnetz durch die Nutzung alternativer Einspeisepunkte simuliert wird. Die Ergebnisse dieser Simulation sind vom Netzbetreiber zu dokumentieren; die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.	
(3) Die Bildung der Ausspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei können auch die Lage der Ausspeisepunkte, deren Entfernung zu den Einspeisepunkten und die Druckstufe im Ausspeisepunkt Berücksichtigung finden. Im übrigen gelten die Anforderungen des Absatz 2 Nummern 1 bis 3 entsprechend.	(3) Die Bildung der Ausspeiseentgelte erfolgt durch den Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Verfahren. Dabei können auch die Lage der Ausspeisepunkte, deren Entfernung zu den Einspeisepunkten und die Druckstufe im Ausspeisepunkt Berücksichtigung finden. Im übrigen gelten die Anforderungen des Absatz 2 Nummern 1 bis 3 entsprechend.	
(4) Die Entgelte für die einzelnen Ein- und Ausspeisungspunkte werden grundsätzlich unabhängig voneinander gebildet. Unbeschadet dieser Regelung sind für Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten einheitliche Entgelte zu bilden, soweit die Kapazitätsnutzung an unterschiedlichen Punkten innerhalb dieser Gruppe nicht zu erheblichen Unterschieden in der Belastung des Leitungsnetzes führt.	(4) Die Entgelte für die einzelnen Ein- und Ausspeisungspunkte werden grundsätzlich unabhängig voneinander gebildet. Unbeschadet dieser Regelung sind für Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten einheitliche Entgelte zu bilden, soweit die Kapazitätsnutzung an unterschiedlichen Punkten innerhalb dieser Gruppe nicht zu erheblichen Unterschieden in der Belastung des Leitungsnetzes führt.	**Hinweis: Widerspruch zu Abs. 1**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
(5) Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den Netznutzungsentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist. Dabei ist das Buchungsverhalten der Netznutzer, insbesondere hinsichtlich unterbrechbarer und unterjähriger Kapazitätsprodukte, zu berücksichtigen.	(5) Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den Netznutzungsentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist. Dabei ist das Buchungsverhalten der Netznutzer, insbesondere hinsichtlich unterbrechbarer und unterjähriger Kapazitätsprodukte, zu berücksichtigen.	
(6) Abweichend von den Regelungen in den Absätzen 3 und 4 kann der Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten einheitliche Ausspeiseentgelte bilden. Es kann dabei nach der Druckstufe oder dem Leitungsdurchmesser differenziert werden.	(6) Abweichend von den Regelungen in den Absätzen 3 und 4 kann der Netzbetreiber auf Grundlage der nach Absatz 1 auf die Ausspeisepunkte umzulegenden Netzkosten einheitliche Ausspeiseentgelte bilden. Es ~~kann~~ **muss** dabei nach ~~der~~ Druckstufe**nbereichen** ~~oder dem Leitungsdurchmesser~~ differenziert werden. **(7) Andere als in dieser VO genannten Entgelte sind nicht zulässig.**	**Eine technisch sinnvolle und kostengerechte Differenzierung muss bei Gasnetzen ausschließlich nach Druckstufenbereichen erfolgen.** **Ergänzung gemäß StromEnVO § 17(8)**
§ 16 **Verprobung**	**§ 16** **Verprobung**	
(1) Netzbetreiber haben im Rahmen der Ermittlung der Netznutzungsentgelte und vor der Veröffentlichung nach § 17 Nr. 1 sicherzustellen, dass ein zur Veröffentlichung stehendes Entgeltsystem geeignet ist, die nach § 4 ermittelten Kosten zu decken. Im Einzelnen ist sicherzustellen, dass die Anwendung des Entgeltsystems einen prognostizierten Erlös ergibt, welcher der Höhe nach den zu deckenden Kosten entspricht.	(1) Netzbetreiber haben im Rahmen der Ermittlung der Netznutzungsentgelte und vor der Veröffentlichung nach § 17 Nr. 1 sicherzustellen, dass ein zur Veröffentlichung stehendes Entgeltsystem geeignet ist, die nach § 4 ermittelten Kosten zu decken. Im Einzelnen ist sicherzustellen, dass die Anwendung des Entgeltsystems einen prognostizierten Erlös ergibt, welcher der Höhe nach den zu deckenden Kosten entspricht.	
(2) Die Verprobungen nach Absatz 1 sind vom Netzbetreiber in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise schriftlich zu dokumentieren und in den Bericht nach § 28 aufzunehmen.	(2) Die Verprobungen nach Absatz 1 sind vom Netzbetreiber in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren Weise schriftlich zu dokumentieren und in den Bericht nach § 28 aufzunehmen.	
§ 17 **Änderungen der Netznutzungsentgelte**	**§ 17** **Änderungen der Netznutzungsentgelte**	
Die rechtsgeschäftliche Änderung vereinbarter Netznutzungsentgelte setzt voraus, dass 1. der betreffende Betreiber von Gasversorgungsnetzen die beabsichtigte Änderung mindestens drei Monate zuvor auf seiner Internetseite bekannt gegeben hat und 2. der Regulierungsbehörde im Zeitpunkt der Veröffentlichung die nach § 23 Abs. 4 jeweils aktuellen Unterlagen sowie die Ergebnisse der Verprobung nach § 16 und der Bericht nach § 28 vorliegen.	Die rechtsgeschäftliche Änderung vereinbarter Netznutzungsentgelte setzt voraus, dass 1. der betreffende Betreiber von Gasversorgungsnetzen die beabsichtigte Änderung mindestens **vier** Monate zuvor auf seiner Internetseite bekannt gegeben hat und 2. der Regulierungsbehörde im Zeitpunkt der Veröffentlichung die nach § 23 Abs. 4 jeweils aktuellen Unterlagen sowie die Ergebnisse der Verprobung nach § 16 und der Bericht nach § 28 vorliegen. ~~Die rechtsgeschäftliche Änderung vereinbarter Netznutzungsent-~~	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
	~~gelte setzt voraus, dass~~ ~~1. der betreffende Betreiber von Gasversorgungsnetzen die beabsichtigte Änderung mindestens drei Monate zuvor auf seiner Internetseite bekannt gegeben hat und~~ ~~2. der Regulierungsbehörde im Zeitpunkt der Veröffentlichung die nach § 23 Abs. 4 jeweils aktuellen Unterlagen sowie die Ergebnisse der Verprobung nach § 16 und der Bericht nach § 28 vorliegen.~~ **Eine Entgelterhöhung ist von der Regulierungsbehörde zu genehmigen.** **3. § 7 Abs. 6 bleibt unberührt.**	
§ 18 **Besondere Regeln für örtliche Verteilnetze**	**§ 18** **Besondere Regeln für ~~örtliche~~ Verteilnetze**	**Es gibt nur noch die Unterteilung in Fernleitungs- und Verteilnetze**
(1) Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu örtlichen Verteilnetzen ist abweichend von den §§ 14 bis 16 ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Die nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netznutzungsentgelt gedeckt. Für die Einspeisung von Gas in das örtliche Verteilnetz sind keine Netznutzungsentgelte zu entrichten.	(1) Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang zu ~~örtlichen~~ Verteilnetzen ist abweichend von den §§ 14 bis 16 ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Die nach § 4 ermittelten Netzkosten **jedes Verteilnetzes** werden über ein jährliches Netznutzungsentgelt gedeckt. Für die Einspeisung von Gas in das ~~örtliche~~ Verteilnetz sind keine Netznutzungsentgelte zu entrichten.	**Jeder Netzbetreiber muss seine eigene Kostenrechnung durchführen.** **Die Einfügung soll die Verwendung von Anhaltswerten verhindern.**
(2) Die von den Netznutzern zu entrichtenden Netznutzungsentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung des Gases und dem Ort der Entnahme.	(2) Die von den Netznutzern zu entrichtenden Netznutzungsentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung des Gases und dem Ort der Entnahme.	
(3) Das Netznutzungsentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleitung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen gaswirtschaftlichen Arbeit in Kilowattstunden.	(3) Das Netznutzungsentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleitung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen gaswirtschaftlichen Arbeit in Kilowattstunden.	
(4) Für Entnahmen ohne Leistungsmessung ist anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen. Soweit zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in angemessenem Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus dem Grundpreis und dem Arbeitspreis ergeben-	(4) Für Entnahmen ohne Leistungsmessung ist anstelle des Leistungs- und Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen. Soweit zusätzlich ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, haben Grundpreis und Arbeitspreis in angemessenem Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus dem Grundpreis	**Standardlastprofile sind z. Z. nur für Haushaltskunden vorhanden.**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
de Entgelt hat in einem angemessenem Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme auf Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.	und dem Arbeitspreis ergebende Entgelt hat in einem angemessenem Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme auf Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde.	
(5) Die Bildung der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Grundlage der ermittelten Netzkosten möglichst verursachungsgerecht entsprechend der guten fachlichen Praxis. Dabei sind die Kosten in einem angemessenen Verhältnis auf Leistung und Arbeit aufzuteilen. Die Leistungspreise können von der Jahreshöchstleistung und die Arbeitspreise von der Jahresarbeit abhängen.	(5) Die Bildung der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Grundlage der ermittelten Netzkosten ~~möglichst~~ verursachungsgerecht ~~entsprechend der guten fachlichen Praxis~~ **durch jeden Netzbetreiber**. Dabei sind die Kosten in einem angemessenen Verhältnis auf Leistung und Arbeit aufzuteilen. Die Leistungspreise können von der Jahreshöchstleistung und die Arbeitspreise von der Jahresarbeit abhängen.	**Es darf nicht zur Bildung von Anhaltswerten oder Durchschnittsentgelten kommen wie in der bisherigen Praxis nach VV I Erdgas. Der Kalkulationsleitfaden gemäß VV II Erdgas wird bis heute von keinem Netzbetreiber angewandt.**
(6) Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den Netznutzungsentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist.	(6) Die Kalkulation der Netznutzungsentgelte ist so durchzuführen, dass nach dem Ende einer bevorstehenden Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den aus den Netznutzungsentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den nach § 4 ermittelten und in der bevorstehenden Kalkulationsperiode zu deckenden Netzkosten ~~möglichst~~ gering**stmöglich** ist.	
(7) Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Netznutzungsentgelte zu dokumentieren und die Dokumentation auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen.	(7) Die Netzbetreiber haben die Vorgehensweise bei der Bildung der Netznutzungsentgelte **vollständig und für Dritte nachvollziehbar** zu dokumentieren und die Dokumentation auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen.	
§ 19 **Besondere Regeln für Fernleitungsnetze**	~~**§ 19**~~ ~~**Besondere Regeln für Fernleitungsnetze**~~	**zu streichen; als Folgeänderung zur Streichung des § 3 (2).** **Das Vergleichsmarktkonzept gemäß §§ 21-25 gilt auch für Fernleitungsnetze.**
(1) Bei Fernleitungsnetzen im Sinne des § 3 Abs. 2 erfolgt die Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte auf der Grundlage eines von der Regulierungsbehörde durchzuführenden Vergleichsverfahrens nach Maßgabe des § 26. Bis zur erstmaligen Bildung der Netznutzungsentgelte auf Basis der Vergleichsverfahrens nach Satz 1 legen die Netzbetreiber die bis zum Inkrafttreten dieser Verordnung von ihnen angewandten Entgelte zugrunde.	~~(1) Bei Fernleitungsnetzen im Sinne des § 3 Abs. 2 erfolgt die Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte auf der Grundlage eines von der Regulierungsbehörde durchzuführenden Vergleichsverfahrens nach Maßgabe des § 26. Bis zur erstmaligen Bildung der Netznutzungsentgelte auf Basis der Vergleichsverfahrens nach Satz 1 legen die Netzbetreiber die bis zum Inkrafttreten dieser Verordnung von ihnen angewandten Entgelte zugrunde.~~	
(2) Bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte sind die Anforderungen des § 15 Abs. 2 Nummern 1 bis 3 zu beachten. § 13 und § 15 Abs. 4 finden entsprechende Anwendung.	~~(2) Bei der Bildung der Ein- und Ausspeiseentgelte sind die Anforderungen des § 15 Abs. 2 Nummern 1 bis 3 zu beachten. § 13 und § 15 Abs. 4 finden entsprechende Anwendung.~~	
(3) Ergibt der von der Regulierungsbehörde durchgeführte Vergleich, dass die Netznutzungsentgelte die Entgelte anderer Netze oder Teilnetze unter Berücksichtigung der Strukturunterschiede überschreiten, ist der	~~(3) Ergibt der von der Regulierungsbehörde durchgeführte Vergleich, dass die Netznutzungsentgelte die Entgelte anderer Netze oder Teilnetze unter Berücksichtigung der Strukturunterschiede~~	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
Netzbetreiber verpflichtet, seine Entgelte entsprechend anzupassen.	~~überschreiten, ist der Netzbetreiber verpflichtet, seine Entgelte entsprechend anzupassen.~~	
§ 20 Sonderformen der Netznutzung	**§ 20 Sonderformen der Netznutzung**	
(1) Netzbetreiber können für bestimmte Ein- und Ausspeisepunkte neben den Ein- und Ausspeiseentgelten separate Kurzstrekkenentgelte ausweisen, wenn hierdurch eine bessere Auslastung des Leitungsnetzes erreicht oder gesichert werden kann.	(1) Netzbetreiber können für bestimmte Ein- und Ausspeisepunkte neben den Ein- und Ausspeiseentgelten separate Kurzstreckenentgelte ausweisen **und veröffentlichen**, wenn hierdurch eine bessere Auslastung des Leitungsnetzes erreicht oder gesichert werden kann.	
(2) Abweichend von § 18 kann der Betreiber eines örtlichen Verteilnetzes in Einzelfällen zur Vermeidung eines Direktleitungsbaus ein gesondertes Netznutzungsentgelt auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung berechnen.	(2) Abweichend von § 18 kann der Betreiber eines örtlichen Verteilnetzes in Einzelfällen zur Vermeidung eines Direktleitungsbaus ein gesondertes Netznutzungsentgelt auf Grundlage der konkret erbrachten gaswirtschaftlichen Leistung berechnen.	
(3) Die Vorgehensweise nach den Absätzen 1 und 2 ist vom Netzbetreiber zu dokumentieren; Die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.	(3) Die Vorgehensweise nach den Absätzen 1 und 2 ist vom Netzbetreiber zu dokumentieren; Die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen.	
Teil 3 Vergleichsverfahren	**Teil 3 Vergleichsverfahren**	
Abschnitt 1 **Vergleichsverfahren bei kostenorientierter Ermittlung der Netznutzungsentgelte**	**Abschnitt 1** **Vergleichsverfahren bei kostenorientierter Ermittlung der Netznutzungsentgelte**	
§ 21 Verfahren	**§ 21 Verfahren**	
(1) Die Regulierungsbehörde führt Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in regelmäßigen zeitlichen Abständen für Gasversorgungsnetze nach Maßgabe des § 22 durch. Die Regulierungsbehörde macht die Ergebnisse der Vergleichsverfahren in ihrem Amtsblatt öffentlich bekannt.	(1) Die Regulierungsbehörde führt Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in regelmäßigen zeitlichen Abständen **mindestens jährlich** für Gasversorgungsnetze nach Maßgabe des § 22 durch. Die Regulierungsbehörde macht die Ergebnisse der Vergleichsverfahren in ihrem Amtsblatt **und im Internet** öffentlich bekannt.	
(2) Die Vergleichsverfahren können sich auf die von Betreibern von Gasversorgungsnetzen erhobenen Netznutzungsentgelte, deren Erlöse oder Kosten beziehen. Einzubeziehen in die Vergleichsverfahren sind alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen, soweit die in § 23 Abs. 4 aufgeführten Daten in der angegebenen Form der Regulierungsbehörde vorliegen. Zur Sicherstellung eines sachgerechten Vergleichs sind die Betreiber von Gasversorgungsnetzen zunächst Strukturklassen nach § 23 Abs. 1 zuzuordnen.	(2) Die Vergleichsverfahren können sich auf die von Betreibern von Gasversorgungsnetzen erhobenen Netznutzungsentgelte, deren Erlöse oder Kosten beziehen. Einzubeziehen in die Vergleichsverfahren sind alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen~~, soweit die in § 23 Abs. 4 aufgeführten Daten in der angegebenen Form der Regulierungsbehörde vorliegen~~. Zur Sicherstellung eines sachgerechten Vergleichs sind die Betreiber von Gasversorgungsnetzen zunächst Strukturklassen nach § 23 Abs. 1 zuzuordnen. **Sollten die in § 23 Abs. 4 aufgeführten Daten in der angegebenen Form der Regulierungsbehörde nicht vorgelegt werden, ist die Regulierungsbehörde befugt, nach pflichtgemäßem Ermessen diese Daten zu schätzen.**	**!**
(3) Die Regulierungsbehörde kann zur Vorbereitung einer Entscheidung nach § 30 Abs. 3 auch Feststellungen treffen über die	(3) Die Regulierungsbehörde kann zur Vorbereitung einer Entscheidung nach § 30 Abs. 3 auch Feststellungen treffen	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
Erlöse oder Kosten ausländischer Betreiber von Gasversorgungsnetzen.	über die Erlöse oder Kosten ausländischer Betreiber von Gasversorgungsnetzen.	
	(4) Die Regulierungsbehörde kann erstmals ein Jahr nach Inkrafttreten dieser Verordnung das unter den Abs. 1 beschriebenen Verfahren weiterentwickeln und als Vergleichsverfahren anwenden. Die Regelungen des § 23 Abs. 1 bis 4 treten mit der erstmaligen Weiterentwicklung des Vergleichskonzeptes durch die Regulierungsbehörde außer Kraft	**Die Einführung eines Benchmarking ist grundsätzlich zu begrüßen, zumal mit Preis, Kosten und Erlösen alle relevanten Parameter mit einbezogen werden. Die Beschränkung des Konzeptes der Strukturklassen führt allerdings durch die willkürliche Festlegung von Klassengrenzen zu einer Einschränkung der Aussagekraft des Vergleiches. Besser wäre daher die Entwicklung eines Benchmarkings anhand z.B. der DEA-Methode, das auf willkürliche, den Vergleich einschränkende, Klassengrenzen verzichtet.** **Die normative Festlegung der Strukturmerkmale** **In der Verordnung (§ 23) kann dazu führen, dass sich in der Anwendungspraxis herausstellt, dass wichtige Kostentreiber nur unzureichend oder gar nicht berücksichtigt werden bzw. dass Strukturmerkmale verwendet werden, die keine belastbaren Kostentreiber darstellen. Es ist zu befürchten, dass bei der ersten Erhebung der Daten festgestellt wird, dass der Strukturklassenvergleich nicht sachgerecht ist und bis zur ersten Überarbeitung dieses Instrument nur bedingt angewendet werden kann. Die Ausgestaltung und ggf. Anpassung des Vergleichskonzeptes sollte daher eine Aufgabe der REGTP werden und nicht in der Verordnung festgelegt werden.**
	(5) Ergibt der von der Regulierungsbehörde durchgeführte Vergleich, dass die Netznutzungsentgelte die Entgelte, Erlöse oder Kosten anderer Netze oder Teilnetze unter Berücksichtigung der Strukturunterschiede überschreiten, ist der Netzbetreiber verpflichtet, seine Entgelte, oder Kostenkalkulation entsprechend anzupassen.	**Verschiebung der Vorschrift aus § 19 (3). Es ist sehr zu begrüßen, dass die Verordnung eine direkte Konsequenz aus dem Vergleichsmarktkonzept vorsieht. Ein reiner Vergleich, dessen Ergebnis ohne direkte Folge bleibt, wäre ein zahnloser Tiger**
§ 22 Vergleich	**§ 22 Vergleich**	
Der Vergleich nach § 21 ist nach folgenden Grundsätzen durchzuführen:	Der Vergleich nach § 21 ist nach folgenden Grundsätzen durchzuführen:	**Eine Unterteilung der Entgelte nach Druckstufen ist auch**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
1. Im Falle eines Vergleichs von Entgelten ist in Abhängigkeit der verglichenen Gasversorgungsnetze sicherzustellen, dass dem Vergleich stets das durchschnittliche, mengengewichtete Entgelt zugrunde liegt, wobei dieses bei separaten Ein- und Ausspeiseentgelten über alle Ein- und Ausspeisepunkte zu bilden ist; einer unterschiedlichen Auslastung der verglichenen Netze ist jeweils Rechnung zu tragen; 2. Bei einem Vergleich der Erlöse aus Netznutzungsentgelten eines Gasversorgungsnetzes ist insbesondere das Verhältnis dieser Erlöse zu der Länge des Gasnetzes in den verschiedenen Druckstufen zu berücksichtigen; 3. Bei einem Vergleich der Kosten einer Druckstufe eines Versorgungsnetzes ist insbesondere das Verhältnis der Kosten zu der Länge des Gasnetzes der jeweiligen Druckstufe zu berücksichtigen.	1. Im Falle eines Vergleichs von Entgelten ist in Abhängigkeit der verglichenen Gasversorgungsnetze sicherzustellen, dass dem Vergleich stets das durchschnittliche, mengengewichtete Entgelt zugrunde liegt, wobei dieses bei separaten Ein- und Ausspeiseentgelten über alle Ein- und Ausspeisepunkte zu bilden ist; einer unterschiedlichen Auslastung der verglichenen Netze ist jeweils Rechnung zu tragen; 2. Bei einem Vergleich der Erlöse aus Netznutzungsentgelten eines Gasversorgungsnetzes ist insbesondere das Verhältnis dieser Erlöse zu der Länge des Gasnetzes in den verschiedenen Druckstufen zu berücksichtigen; 3. Bei einem Vergleich der Kosten einer Druckstufe eines Versorgungsnetzes ist insbesondere das Verhältnis der Kosten zu der Länge des Gasnetzes der jeweiligen Druckstufe zu berücksichtigen.	**in der Ferngasstufe notwendig zur Vermeidung von Diskriminierung.**
§ 23 **Strukturklassen**	**§ 23** **Strukturklassen**	
(1) Für den Vergleich nach § 22 sind sechs Strukturklassen zu bilden. Diese Strukturklassen richten sich nach 1st hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte und 2nd der Belegenheit des Netzes in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt oder Thüringen (Strukturklasse Ost) oder den übrigen Bundesländern (Strukturklasse West). Über die Abgrenzung zwischen hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte nach Satz 1 Nr. 1 entscheidet die Regulierungsbehörde. Soweit dies sachlich geboten ist, soll die Regulierungsbehörde ferner über die zeitliche Befristung der Anwendung der Strukturklassen Ost und West nach Satz 1 Nr. 2 entscheiden, frühestens jedoch ab 1. Januar 2007.	(1) Für den Vergleich nach § 22 sind ~~sechs~~ **drei** Strukturklassen zu bilden. Diese Strukturklassen richten sich nach ~~1st~~ hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte ~~und~~ ~~2nd der Belegenheit des Netzes in Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt oder Thüringen (Strukturklasse Ost) oder den übrigen Bundesländern (Strukturklasse West).~~ Über die Abgrenzung zwischen hoher, mittlerer und niedriger Absatzdichte nach Satz 1 Nr. 1 entscheidet die Regulierungsbehörde. ~~Soweit dies sachlich geboten ist, soll die Regulierungsbehörde ferner über die zeitliche Befristung der Anwendung der Strukturklassen Ost und West nach Satz 1 Nr. 2 entscheiden, frühestens jedoch ab 1. Januar 2007.~~	**Wenn nicht ein Vergleichsmarktkonzept gemäß § 21 eingeführt wird, sollten max. 3 Strukturklassen eingeführt werden.** **Mit der Einteilung der Netzbetreiber in die Strukturklasse Ost und die Strukturklasse West werden die hohen Netznutzungsentgelte in den neuen Bundesländern festgeschrieben.** **Das hat bei konsequenter Anwendung der Vorschriften über die Entflechtung zwangläufig auch spürbar höhere Gaspreise in den neuen Bundesländern zur Folge.** **Dies führt bei den Energieabnehmern in den neuen Bundesländern, die selbst in Konkurrenz stehen, zu Wettbewerbsverzerrungen und wird die Standortpolitik der neuen Bundesländer vor kaum lösbaren Schwierigkeiten stellen.**
(2) Die Absatzdichte eines Gasversorgungsnetzes ist der Quotient aus der Gesamtentnahme eines Jahres in Kilowatt-	(2) Die Absatzdichte eines Gasversorgungsnetzes ist der Quotient aus der Gesamtentnahme eines Jahres in Kilo-	**Die „versorgte" Fläche muss definiert werden (wie z. B. beim Strom).**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
stunden aus diesem Netz und der versorgten Fläche in Quadratkilometer.	wattstunden aus diesem Netz und der versorgten Fläche in Quadratkilometer.	
(3) Ist die Belegenheit des Netzes im Hinblick auf dessen Zuordnung zu der Strukturklasse Ost nicht eindeutig, ist das Netzgebiet dieser Strukturklasse zuzuordnen, wenn mehr als 50 Prozent der Länge des Gasnetzes geographisch auf dem Gebiet dieser Strukturklasse liegen. Andernfalls ist das Netzgebiet der Strukturklasse West zuzuteilen.	~~(3) Ist die Belegenheit des Netzes im Hinblick auf dessen Zuordnung zu der Strukturklasse Ost nicht eindeutig, ist das Netzgebiet dieser Strukturklasse zuzuordnen, wenn mehr als 50 Prozent der Länge des Gasnetzes geographisch auf dem Gebiet dieser Strukturklasse liegen. Andernfalls ist das Netzgebiet der Strukturklasse West zuzuteilen.~~	
(4) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde jeweils jährlich zum 1. April für jedes Gasversorgungsnetz getrennt folgende Angaben zu übermitteln: 1. die Kosten nach § 12 des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, 2. die Erlöse aus Netznutzungsentgelten des Vorjahres, 3. die im Vorjahr durch Weiterverteiler und Letztverbraucher entnommene Jahresarbeit in Kilowattstunden 4. die Daten nach § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 6.	(4) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde jeweils jährlich zum 1. April für jedes Gasversorgungsnetz getrennt folgende Angaben zu übermitteln: 1. die Kosten nach § 12 des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, 2. die Erlöse aus Netznutzungsentgelten des Vorjahres, 3. die im Vorjahr durch Weiterverteiler und Letztverbraucher entnommene Jahresarbeit in Kilowattstunden 4. die Daten nach § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 6.	
§ 24 Kostenstruktur	**§ 24 Kostenstruktur**	
Die Regulierungsbehörde kann im Rahmen von Vergleichen ermitteln, ob der Anteil der auf den Netzbetrieb entfallenden Gemeinkosten des Gesamtunternehmens an den Kosten nach § 4 Abs. 1 angemessen ist. Die Regulierungsbehörde kann insbesondere die Angemessenheit der in Anwendung gebrachten Schlüssel überprüfen.	Die Regulierungsbehörde kann im Rahmen von Vergleichen ermitteln, ob der Anteil der auf den Netzbetrieb entfallenden Gemeinkosten des Gesamtunternehmens an den Kosten nach § 4 Abs. 1 angemessen ist. Die Regulierungsbehörde kann insbesondere die Angemessenheit der in Anwendung gebrachten Schlüssel überprüfen.	**Diese Regelung ist unbedingt beizubehalten, damit Anhaltspunkte für eine geeignete Gemeinkostenschlüsselung gesammelt werden können.**
§ 25 **Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde**	**§ 25** **Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde**	
(1) Im Rahmen der Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sind Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet, der Regulierungsbehörde auf Verlangen 1st die nach § 4 Abs. 4 und § 12 dokumentierten Schlüssel mitzuteilen, 2. die für die Beurteilung eines angemessenen Verhältnisses von Gemeinkosten zu Einzelkosten des Netzes nach § 24 erforderlichen Auskünfte zur Verfügung zu stellen, 3. den Bericht nach § 28 vorzulegen und 4. in dem Bericht nach § 28 dokumentierte Informationen mitzuteilen. Die Regulierungsbehörde kann weitere Auskünfte verlangen, soweit dies zur Durchführung des Vergleichsverfahrens erforderlich ist.	(1) Im Rahmen der Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sind Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet, der Regulierungsbehörde auf Verlangen 1st die nach § 4 Abs. 4 und § 12 dokumentierten Schlüssel mitzuteilen, 2. die für die Beurteilung eines angemessenen Verhältnisses von Gemeinkosten zu Einzelkosten des Netzes nach § 24 erforderlichen Auskünfte zur Verfügung zu stellen, 3. den Bericht nach § 28 vorzulegen, ~~und~~ **4.** in dem Bericht nach § 28 dokumentierte Informationen mitzuteilen ~~.~~**und** **5. die Erlöse aus den Netznutzungsentgelten und den einzel-**	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
	nen Systemdienstleistungen mitzuteilen Die Regulierungsbehörde kann weitere Auskünfte verlangen, soweit dies zur Durchführung des Vergleichsverfahrens erforderlich ist.	
(2) Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netznutzungsentgelte und deren Änderungen der Regulierungsbehörde unverzüglich mitzuteilen.	(2) Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netznutzungsentgelte und deren Änderungen der Regulierungsbehörde unverzüglich mitzuteilen.	
Abschnitt 2 **Vergleichsverfahren bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte gemäß § 20**	**Abschnitt 2** **Vergleichsverfahren bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte gemäß § 20**	
§ 26 **Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber**	~~**§ 26**~~ ~~**Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber**~~	**Folgeänderung zur Streichung von § 3 (2)**
(1) Für den Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber, die die Entgelte gemäß § 19 bilden, gelten abweichend von den Regelungen nach §§ 21 bis 25 nur die Regelungen nach § 21 Abs. 1 und 3, § 22 Nr. 1 und 2, § 23 Abs. 4 Nr. 2 bis 4 sowie § 25 Abs. 1 Nr. 3 und 4 und Abs. 2.	~~(1) Für den Vergleich der Fernleitungsnetzbetreiber, die die Entgelte gemäß § 19 bilden, gelten abweichend von den Regelungen nach §§ 21 bis 25 nur die Regelungen nach § 21 Abs. 1 und 3, § 22 Nr. 1 und 2, § 23 Abs. 4 Nr. 2 bis 4 sowie § 25 Abs. 1 Nr. 3 und 4 und Abs. 2.~~	
(2) Der Vergleich der Netznutzungsentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber, die ihre Entgelte nach § 20 bilden, soll von der Regulierungsbehörde jährlich durchgeführt werden. Die Regulierungsbehörde ist in ihrem Vergleich der Netznutzungsentgelte nicht auf inländische Netzbetreiber beschränkt.	~~(2) Der Vergleich der Netznutzungsentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber, die ihre Entgelte nach § 20 bilden, soll von der Regulierungsbehörde jährlich durchgeführt werden. Die Regulierungsbehörde ist in ihrem Vergleich der Netznutzungsentgelte nicht auf inländische Netzbetreiber beschränkt.~~	
Teil 4 **Pflichten der Netzbetreiber**	**Teil 4** **Pflichten der Netzbetreiber**	
§ 27 **Veröffentlichungspflichten**	**§ 27** **Veröffentlichungspflichten**	
(1) Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netznutzungsentgelte im Internet zu veröffentlichen und auf Anfrage jedermann unverzüglich in Textform mitzuteilen. Werden individuelle Netznutzungsentgelte nach § 20 gebildet, sind diese in die Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte aufzunehmen und der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.	(1) Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netznutzungsentgelte im Internet zu veröffentlichen und auf Anfrage jedermann unverzüglich in Textform mitzuteilen. Werden individuelle Netznutzungsentgelte nach § 20 gebildet, sind diese in die Veröffentlichung der Netznutzungsentgelte aufzunehmen und der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.	
(2) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben ferner jeweils zum 1. April eines Jahres folgende Strukturmerkmale ihres Netzes auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen: 1. die Länge des Gasleitungsnetzes jeweils getrennt für die Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckebene zum 31. Dezember des Vorjahres, 2. die Länge des Gasleitungsnetzes in der Hochdruckebene nach Leitungsdurchmesserklassen, 3. die im Vorjahr entnommene Jahres-	(2) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben ferner jeweils zum 1. April eines Jahres folgende Strukturmerkmale ihres Netzes auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen: 1. die Länge des Gasleitungsnetzes jeweils getrennt für die Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckebene zum 31. Dezember des Vorjahres, 2. die Länge des Gasleitungsnetzes in der Hochdruckebene nach Leitungsdurchmesserklassen,	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
arbeit in Kilowattstunden oder Kubikmetern, 4. die Anzahl der Ausspeisepunkte jeweils für alle Druckstufen, 5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in Megawatt oder Kubikmetern pro Stunde und den Zeitpunkt des jeweiligen Auftretens und 6th die versorgte Fläche zum 31. Dezember des Vorjahres.	3. die im Vorjahr entnommene Jahresarbeit in Kilowattstunden oder Kubikmetern, 4. die Anzahl der Ausspeisepunkte jeweils für alle Druckstufen, 5. die zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in Megawatt oder Kubikmetern pro Stunde und den Zeitpunkt des jeweiligen Auftretens und 6th die versorgte Fläche zum 31. Dezember des Vorjahres. **7. die vorhandenen und vergebenen festen und unterbrechbaren Kapazitäten**	
§ 28 Dokumentation	**§ 28 Dokumentation**	
(1) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben einen Bericht über die Ermittlung der Netznutzungsentgelte zu erstellen. Der Bericht muss enthalten 1. eine Darlegung der Kosten- und Erlöslage der abgeschlossenen Kalkulationsperiode, 2. eine vollständige Darstellung der Grundlagen und des Ablaufs der Ermittlung der Netznutzungsentgelte nach § 3 sowie sonstiger Aspekte, die aus Sicht des Betreibers von Gasversorgungsnetzen für die Netznutzungsentgelte von Relevanz sind, 3. die Höhe der von Betreibern von Gasversorgungsnetzen entrichteten Konzessionsabgaben ist jeweils pro Gemeinde und in Summe und 4. einen Anhang. Die Angaben nach den Nummern 1 und 2 müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der Netznutzungsentgelte vollständig nachzuvollziehen. Der Bericht ist 40 Jahre aufzubewahren.	(1) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben einen Bericht über die Ermittlung der Netznutzungsentgelte zu erstellen **und in geeigneter Form zu veröffentlichen**. Der Bericht muss enthalten 1. eine Darlegung der Kosten- und Erlöslage der abgeschlossenen Kalkulationsperiode, 2. eine vollständige Darstellung der Grundlagen und des Ablaufs der Ermittlung der Netznutzungsentgelte nach § 3 sowie sonstiger Aspekte, die aus Sicht des Betreibers von Gasversorgungsnetzen für die Netznutzungsentgelte von Relevanz sind, 3. die Höhe der von Betreibern von Gasversorgungsnetzen entrichteten Konzessionsabgaben ist jeweils pro Gemeinde und in Summe und 4. einen Anhang. Die Angaben nach den Nummern 1 und 2 müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der Netznutzungsentgelte vollständig nachzuvollziehen. Der Bericht ist 40 Jahre aufzubewahren.	**Die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber sind weitgehend. Diese Informationen müssen der interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich gemacht werden.**
(2) Der zu dem Bericht nach Absatz 1 Nr. 4 zu erstellende Anhang muss enthalten: 1. die für die Abrechnung der Netznutzungsentgelte relevante Absatzstruktur des Netzgebietes, 2. den Betriebsabrechnungsbogen des Netzbetriebs, 3. die nach § 4 Abs. 4 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung, 4. die nach § 10 errechneten Differenzbeträge und 5. die nach § 11 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung.	(2) Der zu dem Bericht nach Absatz 1 Nr. 4 zu erstellende Anhang muss enthalten: 1. die für die Abrechnung der Netznutzungsentgelte relevante Absatzstruktur des Netzgebietes **gemäß Anlage x**, 2. den Betriebsabrechnungsbogen des Netzbetriebs, 3. die nach § 4 Abs. 4 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung, 4. die nach § 10 errechneten Differenzbeträge und	**Es müsste näher definiert werden, was hiermit gemeint ist (entsprechend der NEVO-Strom).**

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
	5. die nach § 11 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung.	
(3) Für Betreiber von Fernleitungsnetzen, die ihre Entgelte nach § 19 bilden, gilt nur Absatz 1 Nr. 2.	~~(3) Für Betreiber von Fernleitungsnetzen, die ihre Entgelte nach § 19 bilden, gilt nur Absatz 1 Nr. 2.~~	**Folgeänderung zur Streichung des § 3 (2)**
§ 29 Mitteilungen gegenüber der Regulierungsbehörde	**§ 29 Mitteilungen gegenüber der Regulierungsbehörde**	
Die Regulierungsbehörde kann zur Vereinfachung des Verfahrens durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Entscheidungen treffen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der ihr zu übermittelnden Informationen, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen.	Die Regulierungsbehörde kann zur Vereinfachung des Verfahrens durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Entscheidungen treffen zu Umfang, Zeitpunkt und Form der ihr zu übermittelnden Informationen, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen.	
	Teil 4a **§ 29a System der Anreizregulierung** **(1) Die Regulierungsbehörde entwickelt bis zum 01.04.2006 ein System der dynamischen Anreizregulierung, das zum 1.10.2006 für alle Netzstufen angewendet wird. 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 zugestandenen Erlöse an erzielte Effizienzfortschritte koppelt. Die Anreizregulierung ist durch allgemeine Vorgaben für die von den Netzbetreibern mindestens zu gewährleistende Versorgungsqualität zu ergänzen.** **(2) Die übrigen in dieser Rechtsverordnung geregelten Maßnahmen sind bei der Erarbeitung und Anwendung dieses Systems weiterhin zu berücksichtigen. Dies gilt nicht für die Vorschriften des § 10.**	**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.**
Teil 5 **Sonstige Bestimmungen**	**Teil 5** **Sonstige Bestimmungen**	
§ 30 **Festlegungen der Regulierungsbehörde**	**§ 30** **Festlegungen der Regulierungsbehörde**	
(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen über 1. eine möglichst einheitliche Handhabung von Gemeinkostenzuordnungen nach § 25, 2. die Schlüsselung der Gemeinkosten nach § 4 Abs. 4, sowie die Schlüsselung bei der Bildung von Teilnetzen nach § 14 Abs. 1,	(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen über 1. eine möglichst einheitliche Handhabung von Gemeinkostenzuordnungen nach § 25, 2. die Schlüsselung der Gemeinkosten nach § 4 Abs. 4, sowie die Schlüsselung bei der Bildung von	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
3. die Aufschlüsselung der Positionen der Gewinn- und Verlustrechnungen nach § 5, 4. Inhalt und Ausgestaltung der Dokumentation nach § 6 Abs. 4 Satz 2, 5. zusätzliche Anforderungen an die Struktur und Inhalt des Berichts nach § 28 und dessen Anhang, 6. die Bildung von Netznutzungsentgelten nach § 18 Abs. 5.	Teilnetzen nach § 14 Abs. 1, 3. die Aufschlüsselung der Positionen der Gewinn- und Verlustrechnungen nach § 5, 4. Inhalt und Ausgestaltung der Dokumentation nach § 6 Abs. 4 Satz 2, 5. zusätzliche Anforderungen an die Struktur und Inhalt des Berichts nach § 28 und dessen Anhang, 6. die Bildung von Netznutzungsentgelten nach § 18 Abs. 5.	
(2) Die Regulierungsbehörde kann ferner Festlegungen treffen zur Gewährleistung 1. einer sachgerechten Ermittlung der Tagesneuwerte nach § 6 Abs. 3 in Bezug auf die in Anwendung zu bringenden Preisindizes oder die den Preisindizes zugrundeliegenden Indexreihen und deren Gewichtung, die Bildung von Anlagengruppen sowie des zugrundezulegenden Zinssatzes, 2. einer sachgerechten Ermittlung der kalkulatorischen Steuern nach § 8, 3. der Angemessenheit des Zinssatzes nach § 10, 4. der sachlichen Angemessenheit des Verhältnisses von Arbeits- und Grundpreis nach § 18 Abs. 4 in Bezug auf das zulässige Verhältnis beider Preise, 5. sachgerechter Anlagengruppen und Abschreibungszeiträume in Abweichung von Anlage 1.	(2) Die Regulierungsbehörde kann ferner Festlegungen treffen zur Gewährleistung 1. ~~einer sachgerechten Ermittlung der Tagesneuwerte nach § 6 Abs. 3 in Bezug auf die in Anwendung zu bringenden Preisindizes oder die den Preisindizes zugrundeliegenden Indexreihen und deren Gewichtung, die Bildung von Anlagengruppen sowie des zugrundezulegenden Zinssatzes,~~ 2. einer sachgerechten Ermittlung der kalkulatorischen Steuern nach § 8, 3. der Angemessenheit des Zinssatzes nach § 10, 4. der sachlichen Angemessenheit des Verhältnisses von Arbeits- und Grundpreis nach § 18 Abs. 4 in Bezug auf das zulässige Verhältnis beider Preise, 5. sachgerechter Anlagengruppen und Abschreibungszeiträume in Abweichung von Anlage 1~~.~~ **6. sachgerechte Aufteilung der Entgelte auf Ein- und Ausspeiseentgelt.**	**Folgeänderung zu § 4**
(3) Die Absätze 1 und 2 gelten für die Durchführung eines Vergleichsverfahrens entsprechend.	(3) Die Absätze 1 und 2 gelten für die Durchführung eines Vergleichsverfahrens entsprechend.	**Die Bedeutung dieses Absatzes ist unklar.**
§ 31 **Ordnungswidrigkeiten**	**§ 31** **Ordnungswidrigkeiten**	
Ordnungswidrig im Sinne des § 95 Abs. 1 Nr. 5 Buchstabe a des Energiewirtschaftsgesetzes handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig 1. entgegen § 4 Abs. 4 Satz 4 oder 6, § 6 Abs. 4 Satz 2, § 9 Abs. 3, § 11 Satz 4 oder 7 oder § 16 Abs. 2 eine Dokumentation nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht in der vorgeschriebenen Weise vornimmt, 2. entgegen § 23 Abs. 4 eine dort genannte Angabe nicht, nicht richtig, nicht vollständig, nicht in der vorgeschriebenen Weise oder nicht rechtzeitig übermittelt, 3. einer vollziehbaren Anordnung nach	Ordnungswidrig im Sinne des § 95 Abs. 1 Nr. 5 Buchstabe a des Energiewirtschaftsgesetzes handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig 1. entgegen § 4 Abs. 4 Satz 4 oder 6, § 6 Abs. 4 Satz 2, § 9 Abs. 3, § 11 Satz 4 oder 7 oder § 16 Abs. 2 eine Dokumentation nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht in der vorgeschriebenen Weise vornimmt, 2. entgegen § 23 Abs. 4 eine dort genannte Angabe nicht, nicht richtig, nicht vollständig, nicht in der vorgeschriebenen Weise oder nicht rechtzeitig übermittelt,	

Verordnung	Verordnung - Änderungen	Anmerkungen und Begründungen zu den Änderungsvorschlägen
§ 25 Abs. 1 zuwiderhandelt, 4. entgegen § 25 Abs. 2 eine Mitteilung nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig macht, 5. entgegen § 27 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 2 dort genannte Daten nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig veröffentlicht oder 6. entgegen § 28 Abs. 1 Satz 1 einen Bericht nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig erstellt.	3. einer vollziehbaren Anordnung nach § 25 Abs. 1 zuwiderhandelt, 4. entgegen § 25 Abs. 2 eine Mitteilung nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig macht, 5. entgegen § 27 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 2 dort genannte Daten nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig veröffentlicht oder 6. entgegen § 28 Abs. 1 Satz 1 einen Bericht nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig erstellt.	
§ 32 **Übergangsregelungen**	**§ 32** **Übergangsregelungen**	
(1) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde spätestens bis zum [einsetzen: Datum des ersten Tages des vierten auf die Verkündung folgenden Kalendermonats] getrennt nach Netzebenen die Angaben nach § 24 Abs. 4 Nr. 1 bis 4 zu übermitteln.	(1) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde spätestens bis zum [einsetzen: Datum des ersten Tages des vierten auf die Verkündung folgenden Kalendermonats] getrennt nach Netzebenen die Angaben nach § ~~24~~ **23** Abs. 4 Nr. 1 bis 4 zu übermitteln.	
(2) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben ihre Netznutzungsentgelte erstmalig spätestens bis zum [einsetzen: Datum des ersten Tages des sechsten auf die Verkündung folgenden Kalendermonats] auf der Grundlage dieser Verordnung zu bestimmen. § 18 findet dabei keine Anwendung.	(2) Betreiber von Gasversorgungsnetzen haben ihre Netznutzungsentgelte erstmalig spätestens bis zum [einsetzen: Datum des ersten Tages des sechsten auf die Verkündung folgenden Kalendermonats] auf der Grundlage dieser Verordnung zu bestimmen. § ~~18~~ **17** findet dabei keine Anwendung.	
§ 33 **Inkrafttreten**	**§ 33** **Inkrafttreten**	
Die Verordnung tritt am Tage nach der Verkündung in Kraft.	Die Verordnung tritt am Tage nach der Verkündung in Kraft.	
Der Bundesrat hat zugestimmt.	Der Bundesrat hat zugestimmt.	
Berlin, den …	Berlin, den …	

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1597**

13. Dezember 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen am 15. Dezember 2004 zum Thema

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

Bundeskartellamt

Zusammenfassung

1. Das Bundeskartellamt (BKartA) empfiehlt, die Vorschriften der **§ 24 S. 2 Nr. 5 EnWG-RegE** und **§ 3 Abs. 2 NEVO Gas-RefE**, die eine Abweichung vom Grundsatz der Kostenorientierung auf der Fernleitungsebene normieren, zu streichen. Es ist nicht auszuschließen, dass diese Vorschriften zu Entgelten oberhalb der Netzkosten führen. Im Gasbereich ist Leitungswettbewerb nicht vorhanden. Die Ausnahmevorschrift des § 3 Abs. 2 NEVO Gas-RefE entspricht nicht der Marktrealität.
2. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt gibt es keine allgemein veröffentlichten Netznutzungsentgelte im Gasbereich. Die NEVO Gas-RefE etabliert drei unterschiedliche Entgeltsysteme für die Fernleitungsebene (Vergleichsmarktkonzept), die Ebene der Regionalversorger (kostenorientierte Regulierung) und die Verteilerebene ("Briefmarke"). Dies erhöht nicht die Transparenz und stellt ein Hindernis bei der Etablierung von Wettbewerb dar.
3. Das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung in **§ 4 Abs. 1 NEVO Gas-RefE** ist intransparent und missbrauchsanfällig und schließt die Erhöhung der kalkulatorischen Kosten nicht aus. Es sollte durch das Prinzip der Realkapitalerhaltung ersetzt werden.
4. Nach **§ 7 Abs. 5 NEVO Gas-RefE** soll die Gaswirtschaft eine um 1,3 % höhere Eigenkapitalverzinsung erhalten als die Stromwirtschaft. Auch soll der Zinssatz ein Jahr länger als im Strombereich festgeschrieben werden. Auf eine gesetzliche Festschreibung von Zinssätzen sollte verzichtet werden. Zumindest sollten aber die Regeln den im Strombereich getroffenen Regelungen angepasst werden.
5. Der Bezug zu einer Anreizregulierung ist im vorliegenden NEVO Gas-RefE nicht enthalten. Entsprechend der Gegenäußerung der Bundesregierung (Ziff. 24) sollte der Verordnungsentwurf um eine Anreizregulierung ergänzt werden. Der Maßstab der "gaswirtschaftlich rationellen Betriebsführung" in **§ 4 Abs. 1 NEVO Gas-RefE** bietet keine Anreize zu Effizienzverbesserungen und sollte durch den Begriff der "Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung" ersetzt werden.
6. Der Verordnungsentwurf lässt den Unternehmen sowohl bei der Zuweisung der Netzkosten auf die Ein- und Ausspeiseentgelte (**§ 15 Abs. 1 NEVO Gas-RefE**) als auch bei der Zuweisung der Ein- und Ausspeiseentgelte auf die einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte (**§ 15 Abs. 2 bis 4 NEVO Gas-RefE**) weitgehende Gestaltungsspielräume. Auch bei der Zuweisung der Netzkosten auf die einzelnen Teilnetze gemäß **§ 14 Abs. 1 NEVO Gas-RefE** erhalten die Netzbetreiber weitgehende Gestaltungsmöglichkeiten. Dies stellt ein erhebliches Missbrauchspotential dar. Das BKartA empfiehlt hier eine Stärkung der Handlungsbefugnisse der Regulierungsbehörde.
7. Der Bezug zur "guten fachlichen Praxis" in **§ 18 Abs. 5 NEVO Gas-RefE** sollte gestrichen werden.
8. Die NEVO Gas-RefE sieht lediglich für die Netzbetreiber auf der örtlichen Verteilerstufe mit **§ 18 Abs. 2 NEVO Gas-RefE** ein distanzunabhängiges Entgeltsystem vor. Für die kostenregulierten Regionalverteiler wird in **§ 15 Abs. 3 NEVO Gas-RefE** auf die Möglichkeit, distanzabhängige Entgelte auszuweisen, verwiesen. Auch die Regelungen zum Vergleichsmarktkonzept enthalten in **§ 22 S. 1 Nr. 2 NEVO Gas-RefE** distanzabhängige Komponenten. Die Vorgabe des Monitoringberichts, ein distanzunabhängiges Entgeltsystem zu etablieren, wird mit der vorliegenden NEVO Gas-RefE nicht erreicht.
9. Die Regeln zum Vergleichsmarktprinzip in **§ 23 NEVO Gas-RefE** sollten präzisiert werden.
10. Entgeltregelungen für die Systemdienstleistungen sind in der vorliegenden NEVO Gas-RefE nicht enthalten und sollten ergänzt werden.

Stellungnahme zum NEVO Gas-RefE

1. Abweichung vom Grundsatz der Kostenorientierung bei bestehendem oder potentiellem Leitungswettbewerb, § 24 S. 2 Nr. 5 EnGW-RegE, §§ 3 Abs. 2, 19, 26 NEVO Gas-RefE

Mit **§ 3 Abs. 2 NEVO Gas-RefE** wird von der in **§ 24 S. 2 Nr. 5 EnWG-RegE** enthaltenen Ermächtigung, bei bestehendem oder potentiellen Leitungswettbewerb Abweichungen von dem Grundsatz der kostenorientierten Entgeltberechung treffen zu können, Gebrauch gemacht. § 3 Abs. 2 NEVO Gas-RefE schreibt vor, dass Betreiber von Fernleitungsnetzen, aus denen ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilernetze eingespeist wird, die Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze nicht kostenorientiert bilden müssen, sondern ausschließlich nach dem Vergleichsmarktprinzip nach Maßgabe der **§§ 19, 26 NEVO Gas-RefE**.

Begründet wird diese Ausnahmeregelung damit, dass diese Leitungssysteme regelmäßig durch wesentlichen Leitungswettbewerb gekennzeichnet seien, der eine kostenorientierte Entgeltbildung ausschließe (Begründung zu § 3 NEVO Gas-RefE).

Gegen diese Vorschrift bestehen aus mehreren Gründen erhebliche Bedenken.

1.1 Keine Abweichung vom Grundsatz der Kostenorientierung

Leitungswettbewerb bei den Gasnetzen ist zur Zeit nicht ersichtlich. Es trifft nicht zu, dass für den Ferngastransport in weiten Teilen parallele Leitungen unabhängiger Betreiber zur Verfügung stehen. Vielmehr sind solche Parallelsituationen im Bundesgebiet nur vereinzelt vorhanden und auf keinen Fall flächendeckend zu verstehen. Zudem werden viele der parallelen Fernleitungen von mehreren Betreibern in Kooperation betrieben. Auch in den Regionen, in denen Fernleitungsnetze parallel verlaufen und durch voneinander unabhängige Netzbetreiber betrieben werden, findet sich häufig kein Hinweis auf einen funktionierenden Wettbewerb. Dies gilt auch, soweit in einer Reihe von Fällen Gemeinschaftsleitungen (meist in Form eines Gemeinschaftsunternehmens) betrieben werden, da der gemeinschaftliche Betrieb *einer* Leitung notwendigerweise Informations- und Abstimmungsbedürfnisse zwischen den betreffenden Ferngasunternehmen über die Benutzung für Zwecke des Gasvertriebs mit sich bringt. Pauschal von Leitungswettbewerb im gesamten deutschen Gasnetz auszugehen, entspricht daher nicht der Marktrealität.

Da nicht von funktionierendem Leitungswettbewerb auszugehen ist, hält das BKartA eine Abweichung vom Grundsatz der Kostenorientierung nicht für sachgerecht. Die Vorschriften des **§ 24 S. 2 Nr. 5 EnWG-RegE, § 3 Abs. 2 NEVO Gas-RefE** sollten nach Auffassung des BKartAes gestrichen werden.

1.2 Einzelfallprüfung und Einvernehmensregelung mit dem BKartA

Sollte trotz dieser gravierenden Bedenken eine Ausnahmeregelung etabliert werden - wogegen sich das BKartA ausspricht -, muss sie so ausgestaltet werden, dass die Regulierungsbehörde in jedem Einzelfall entscheidet, ob die Voraussetzungen für eine Ausnahme von der kostenorientierten Entgeltberechnung vorliegen. Der Nachweis für bestehenden oder potentiellen Leitungswettbewerb ist von den Versorgungsunternehmen zu führen. Die Regelung des **§ 3 Abs. 2 NEVO Gas Ref-E**, die ohne Prüfung durch die Regulierungsbehörde pauschal für das gesamte Bundesgebiet gilt, ist zu weitgehend und wird dem Inhalt des § 24 S. 2 Nr. 5 EnWG-RegE nicht gerecht. Ein Bericht der Regulierungsbehörde über die Entwicklung des Leistungswettbewerbs im Fernleitungsbereich bis zum 1. April 2007, wie es **§ 3 Abs. 2 S. 2 NEVO Gas-RefE** vorsieht, reicht als Korrektiv nicht aus.

Für eine solche Entscheidung der Regulierungsbehörde ist unbedingt eine Einvernehmensregelung mit dem BKartA vorzusehen. Die Feststellung von bestehendem oder potentiellem Leitungswettbewerb 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 GWB). Die Feststellung bestehenden bzw. potentiellen Leitungswettbewerbs kann für die Beantwortung dieser Frage von erheblicher Bedeutung sein.

1.3 Keine Ausweitung der Regelung auf Regionalnetzbetreiber

Durch die unpräzise Formulierung der Ausnahmeregel, dass als "Betreiber von Fernleitungsnetzen" alle Netzbetreiber gelten, die "ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilnetze" einspeisen, wird der Geltungsbereich der Ausnahmevorschrift auch auf mehrere Regionalnetzbetreiber erstreckt. Hier ist Leitungswettbewerb ebenfalls nicht ersichtlich.

2. Intransparenz durch drei Entgeltregime

Der NEVO Gas-RefE etabliert drei verschiedene Entgeltsysteme. Auf der Fernleitungsebene und dem Teil der Regionalversorger, der im Sinne des **§ 3 Abs. 2 NEVO Gas-RefE** "ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilernetze" einspeist, gilt nur das Vergleichsmarktprinzip der **§§ 21 ff. NEVO Gas-RefE**. Eine kostenorientierte Regulierung wird auf dieser Netzstufe nicht etabliert. Auf der Regionalverteilerebene, für die die Ausnahmeregelung des **§ 3 Abs. 2 NEVO Gas-RefE** nicht gilt, wird neben dem Vergleichsmarktkonzept eine kostenorientierte Regulierung eingeführt, die in **§ 15 NEVO Gas-RefE** transaktionsabhängige Elemente enthält (vgl. Punkt 9). Auf der Ebene der örtlichen Verteilnetze gilt nach **§ 18 NEVO Gas-RefE** das Prinzip der "Briefmarke", nach der die Entgelte transportunabhängig **(§ 18 Abs. 2 NEVO Gas-RefE)** erhoben werden. Die Etablierung von drei Entgeltregimen, die distanzabhängige und distanzunabhängige Komponenten enthalten, führt zur Intransparenz in der Entgeltregelung. Dies stellt ein Hindernis bei der Etablierung funktionsfähigen Leitungswettbewerbs dar.

3. Kalkulationsmethode

Eine wirksame und möglichst unbürokratische Regulierung bedarf transparenter Kostenkalkulationsprinzipien, die nicht im EnWG selbst, jedoch konkreter in der NEVO geregelt sein sollten. Zudem sollte die Regulierungsbehörde im Lichte der Praxis weitere Konkretisierungen treffen können. Die

diesbezüglichen Spielräume der Behörde erscheinen zu eng begrenzt.

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 EnWG-RegE** normierte und in **§§ 4 ff. NEVO Gas-RefE** 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.

4. 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 NEVO Gas-RefE garantiert den Netzbetreibern eine wettbewerblich angemessene Verzinsung. Der Eigenkapitalzinssatz darf die durchschnittliche reale Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten der letzten zehn Kalenderjahre zuzüglich eines angemessenen, von der Regulierungsbehörde zu bestimmenden unternehmerischen Wagnisses nicht überschreiten. Bezüglich der Regelung des **§ 7 Abs. 4 NEVO Gas-RefE** zum Wagniszuschlag ist nicht ersichtlich, warum nicht auch ein Abschlag aufgrund der dort genannten Kriterien möglich sein sollte, beispielsweise bei unterdurchschnittlich geringem Risiko. Mindestens soweit Gasnetze natürlich Monopolo darstellen, ist ein Wagniszuschlag im Einzelfall zu begründen.

Nach **§ 7 Abs. 5 NEVO Gas-RefE** erwägt die Bundesregierung, den Eigenkapitalzinssatz bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde zum 1. Januar 2007 auf 7,8 % festzusetzen. Diese Verzinsung käme auch solchen Unternehmen zu Gute, die keinen effizienten Netzbetrieb praktizieren.

Es ist nicht erkennbar, warum die Verzinsung des Eigenkapitals im Gassektor um 1,3 % höher ausfallen soll als die Verzinsung im Stromsektor, die im Rahmen des NEVO Strom-RefE bis zum 1. Januar 2006 auf 6,5 % festgelegt wird. Auch ist nicht nachvollziehbar, aus welchen Gründen die Laufzeit der Verzinsung im Gasbereich um ein Jahr länger ausfällt als im Strombereich.

Von Netzbetreiberseite wird mitunter geltend gemacht, dass im Rahmen der kalkulatorischen Kostenrechnung auch die Körperschaftsteuer Berücksichtigung finden sollten. Sachgerechterweise greift der NEVO Gas-RefE diesen Vorschlag nicht auf. Die Berücksichtigung der Körperschaftsteuer würde tendenziell zu Netzentgelterhöhungen führen, da sie nicht einmal nach der VV Gas II angesetzt wird. Zum zweiten würde bei einer Berücksichtigung 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 die Netzbetreiber ihre Effizienz so steigern, dass die Netznutzer zumindest teilweise an den Effizienzgewinnen partizipieren.

5. Fehlende Anreizregulierung

Der Verordnungsentwurf sieht bislang keine Anreizregulierung vor und sollte um eine solche ergänzt werden.

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 NEVO Gas 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.

6. Maßstab "Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung"

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 und in **§ 4 Abs. 1 NEVO Gas-RefE** zugrundegelegt wird.

Die „rationelle Betriebsführung“ ist ein traditioneller, statischer Begriff der Tarifpreisaufsicht, der sehr stark auf Wirtschaftlichkeit innerhalb eines unternehmensintern („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 Regulierung sollte für die 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. Es ist nicht

nachvollziehbar, aus welchem Grund die RegTP in der Regulierung der Telekommunikation/Post und

Rahmen der NZVO Gas Ref-E wird einer distanzunabhängigen Entgeltberechnung nicht gerecht. So führt die Ausrichtung der Regelzonen allein an eigentumsrechtlichen Gegebenheiten zu einer starken Zersplitterung des Gasmarktes, die durch die Möglichkeit zur Bildung von Teilnetzen noch weiter verstärkt wird. Da ein Gastransport in der Regel eine Vielzahl von Regelzonen berührt und für jede Regelzone bzw. jedes Teilnetz Entry- und Exit-Punkte zu buchen sind, wird bereits durch die NZVO Gas Ref-E eine distanzabhängige Komponente etabliert.

Dies wird durch die vorliegende NEVO Gas-RefE fortgeschrieben. Zwar sieht der NEVO Gas-RefE zur Entgeltberechnung auf der Ferngasstufe und der Regionalgasstufe ein Entry-Exit-System und auf der Verteilerstufe das System einer "Briefmarke" vor. Eine distanzunabhängige Entgeltberechnung wird aber nur auf der Verteilerebene durch **§ 18 Abs. 2 NEVO Gas-RefE** etabliert. Auf der Fernleitungseben und der Regionalebene sind distanzabhängige Entgeltregelungen nicht ausgeschlossen und werden teilweise explizit integriert. So sieht **§ 15 Abs. 3 NEVO Gas-RefE**

wirksamen Wettbewerb fest, so werden die Entgelte abweichend von den §§ 4 bis 18 nach Maßgabe des § 19 gebildet."

Für die RegTP ist ferner gut vorstellbar, die oben beschrieben Feststellung, wie in solchen Fällen üblich, an das Einvernehmen des Bundeskartellamtes zu knüpfen.

2. Anreizregulierung

Auch für den Gasbereich sollte so bald wie möglich ein System der Anreizregulierung geschaffen werden, das auch die Fernleitungsebene einbezieht und den Kriterien entspricht, die in der Stellungnahme der Regulierungsbehörde zur Anhörung zum EnWG vom 29.11.2004 unter Block 1, Ziffer 6 aufgeführt sind. Dazu sollte die Regulierungsbehörde ermächtigt werden, den Netzbetreibern Preissenkungspfade für einen längeren Zeitraum vorzugeben, wobei insbesondere die erreichbaren Effizienzfortschritte und die Preisentwicklung zu berücksichtigen wären.

Um die Grundlagen für solche Vorgaben zu verbessern, sollten die Unternehmen der Fernleitungsebene verpflichtet werden, der Regulierungsbehörde die erforderlichen Kostenunterlagen vorzulegen.

3. Kostenrechnung

Die Grundsatzentscheidung des 2. Teils des GasNEV-E für eine kostenbasierte Ermittlung der Netznutzungsentgelte stellt eine von der Regulierungsbehörde handhabbare Methode zur Regulierung dieser Entgelte dar.

a. Kostenartenrechnung

Die Kostenartenrechnung gilt lediglich für die örtlichen Verteilnetz- und sonstigen Fern- bzw. Regionalleitungsnetzbetreiber. Um im Hinblick auf den Wettbewerbsbericht nach § 3 Abs. 2 Satz 2 GasNEV-E sowie dem durchzuführenden Vergleichsverfahren nach § 19 Abs. 2 GasNEV-E der Regulierungsbehörde eine möglichst breite Bewertungs- und Vergleichsmöglichkeit zu verschaffen, sollten auch die Fernleitungsnetzbetreiber i.S.d. § 3 Abs. 2 GasNEV-E von der Regulierungsbehörde festzulegende Kostenunterlagen vorlegen. Ansonsten entspricht der GasNEV-E in Bezug auf die Kostenartenrechnung weitestgehend dem StromNEV-E, insoweit wird auf die Kommentierung zur StromNEV-E verwiesen.

Durch die Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf 7,8 % bis zum 1. Januar 2007 wird für den Gasbereich ein Wagniszuschlag i.H.v. 3 Prozentpunkten gewährt, während für den prinzipiell vergleichbaren Betrieb von Stromleitungsnetzen ein Zuschlag von 1,7 Prozentpunkten für ausreichend gehalten wird. Insbesondere unter dem Aspekt einer möglichen Herausnahme der Fernleitungsebene aus der Kostenregulierung sollte die Festlegung eines so hohen Wagniszuschlages für die risikoärmeren Regional- und Verteilernetze überdacht werden.

Die Festlegung des Zinssatzes bis zum 1. Januar 2007 ist nur dann hinzunehmen, wenn mit diesem Datum auf ein von der Regulierungsbehörde entwickeltes und eingeführtes Anreizsystem gewechselt werden kann, ohne dass sich der Gesetz- und Verordnungsgebers nochmals mit der Materie befassen muss.

Zudem erscheint die Angleichung der kalkulatorischen Abschreibungen im Gasbereich (§ 6 GasNEV-E) an die Vorschriften der StromNEV-E problematisch. Da im Gasbereich in der Vergangenheit zumindest nicht einheitlich nach der Methode der Nettosubstanzerhaltung kalkuliert wurde, würde somit eine zusätzliche Abschreibungsmöglichkeit für bilanziell bereits abgeschriebene Anlagegüter ermöglicht. Zu begrüßen ist in diesem Zusammenhang die Möglichkeit der Regulierungsbehörde gemäß § 30 Abs. 2 Nr. 5 GasNEV in Abweichung von Anlage 1 des GasNEV-E andere Abschreibungszeiträume festzulegen.

Notwendig ist weiterhin eine Korrektur des § 4 Abs. 5 GasNEV-E dahingehend, dass die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter an Betreiber von Gasversorgungsnetzen durch Dritte erfolgt und nicht umgekehrt. Gleiches gilt im Übrigen auch für den entsprechenden § 4 Abs. 5 StromNEV-E.

b. Kostenstellenrechnung

Die nach § 4 GasNEV-E ermittelten Netzkosten sind den Haupt- bzw. Nebenkostenstellen jedenfalls geschlüsselt zuzuordnen. Hauptkostenstellen sind die Systemdienstleistungen, die verschiedenen Druckebenen, die Messung sowie die Abrechnung.

Außerdem ist in Anbetracht der großen Bandbreite dessen, was unter „Hochdruck“ zusammengefasst wird (von 1 bar Überdruck bis hin zu 80 – 130 bar), eine weitere Detaillierung in der Anlage 2 der GasNEV-E erforderlich. Nur auf diese Weise können Überschneidungen mit Mittel- und sogar Niederdruckleitungen vermieden und die notwendige, eindeutige Zuordnung der Kosten auf die Kostenstellen gewährleistet werden, um letztlich eine Vergleichbarkeit der Kosten zu ermöglichen. Gesagtes gilt analog auch für eine Untergliederung der Systemdienstleistungen.

Sollte aus Gründen der Praktikabilität an der Unterscheidung nach Druckebenen festgehalten werden, sollte es der Regulierungsbehörde wegen der Schwierigkeiten der Zuordnung möglich sein, die Abgrenzung eindeutig festzulegen. Eine entsprechende Kompetenz sollte in § 30 Abs. 1 GasNEV-E festgeschrieben werden.

Bei den Fernleitungen ist der Durchmesser einer Leitung als Kostentreiber anerkannt.

c. Kostenträgerrechnung (Grundsätze der Entgeltermittlung)

Die Grundprinzipien der Kostenträgerrechnung in Teil 2 Abschnitt 3 des GasNEV-E sind zu begrüßen.

Gemäß § 13 Abs. 1 Satz 2 GasNEV-E wird die Netznutzung durch den Erwerb von Ein- und Ausspeisekapazitäten abgegolten. Zunächst ist die Gesamtheit der Netzkosten auf alle Ein- und Ausspeisepunkte im Verhältnis eins zu eins aufzuteilen (§ 15 Abs. 1 GasNEV-E). Sinnvoll ist in diesem Zusammenhang die Regelung, dass eine andere Aufteilung in begründeten Fällen erfolgen kann, wenn beispielsweise auf diese Weise die Setzung wirksamer Preissignale ermöglicht werden kann.

Zu begrüßen sind die Vorschriften zur Preisbildung an den einzelnen Ein- und Ausspeisepunkten nach „anerkannten betrieblichen Verfahren“, die selbstverständlich Versorgungssicherheit, Diskriminierungsfreiheit und Anreize für eine effiziente Netznutzung (§ 15 Abs. 2, 3 GasNEV-E) berücksichtigen müssen. Aufgrund der mangelnden Erfahrungen auf dem deutschen Gasmarkt mit solchen Verfahren sollte es der Regulierungsbehörde

möglich sein, hinsichtlich Inhalt und Ausgestaltung dieser Verfahren im Bedarfsfall weitere Festlegungen treffen zu können. Die Setzung von Preissignalen insbesondere an den Einspeisepunkten ist im Gasbereich aufgrund der bestehenden Engpässe notwendig und sinnvoll.

Die Sonderregelungen für die örtlichen Verteilnetze sind sinnvoll und praxisorientiert. In Ansatz kommt hier ein transaktions- und entfernungsunabhängiges Punktmodell ohne gesonderte Bepreisung der Einspeisung ("Briefmarkenmodell"). Das Netznutzungsentgelt ergibt sich für jede Abnahmestelle aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis. Bei Standardlastprofilkunden kann ein Leistungspreis als Grundpreis berechnet werden. Die Bildung der Netznutzungsentgelte auf der Grundlage der ermittelten Netzkosten (§ 4 ff GasNEV-E) erfolgt möglichst verursachungsgerecht.

Da mit einer Entry- Exit- Bepreisung die vormals „langen" Strecken im Verhältnis zu den „kurzen" billiger werden, ist die Ausweisung von separaten Kurzstreckentarifen gemäß § 20 Abs. 1 GasNEV-E möglich und sinnvoll. Durch die Dokumentationspflicht der Netzbetreiber ist die Bildung von Kurzstreckentarifen für die Regulierungsbehörde auch hinreichend transparent.

4. Vergleichsverfahren

Die Vorschriften zum Vergleichsverfahren (§§ 21 – 25) für die Fern- und Regionalleitungsnetzbetreiber, die nicht unter § 3 Abs. 2 GasNEV-E fallen, sowie die örtlichen Verteilnetzbetreiber entsprechen weitgehend denen des StromNEV-E.

Allerdings gelten nach § 26 GasNEV-E für Fernleitungsnetzbetreiber i.S.d. § 3 Abs. 2 GasNEV-E die Vorschriften zum Vergleichsverfahren nur in stark modifizierter Form. Dies bedeutet im wesentlichen, dass ein Vergleich der Kosten nicht erfolgt bzw. wegen fehlender Datengrundlage nicht erfolgen kann. Eine derartige Beschränkung in den Vergleichsmöglichkeiten sollte, wie dargelegt, nur erfolgen, wenn die Regulierungsbehörde Wettbewerb auf einzelnen Netz oder Teilnetzen bzw. um einzelne Ein- und Ausspeisepunkte feststellt.

Die jährliche Durchführung des Verfahrens durch die Regulierungsbehörde und die Berücksichtigung ausländischer Netzbetreiber (§ 26 Abs. 2 GasNEV-E) zur Beseitigung möglicher Unsicherheiten sind zu begrüßen.

5. Pflichten der Netzbetreiber

Gemäß § 27 Abs. 1 GasNEV sind die Netzbetreiber verpflichtet, ihrer Netznutzungsentgelte im Internet zu veröffentlichen. Dies gilt auch für die individuellen Netznutzungsentgelte zur Verhinderung des Direktleitungsbaus (§ 10 GasNEV-E).

Die Veröffentlichungspflichten gemäß § 27 Abs. 2 GasNEV-E, wie beispielsweise die Länge des Gasleitungsnetzes oder die Angabe der versorgten Fläche, sind für das Vergleichsverfahren – insbesondere bei den Fernleitungsnetzbetreibern i.S.d. § 3 Abs. 2 GasNEV-E - erforderlich.

Wünschenswert wäre eine Vereinheitlichung der sich teilweise überschneidenden Veröffentlichungspflichten in § 27 GasNEV-E und § 20 Abs. 1 GasNZV-E.
Mit den Dokumentationspflichten der Netzbetreiber gemäß § 28 GasNEV-E wird garantiert, dass sensible Informationen (z.B. Kosten- und Erlöslage, Konzessionsabgaben) vom Netzbetreiber niedergeschrieben und aufbewahrt werden müssen, damit die RegTP im Bedarfsfall darauf zurückgreifen kann.

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1598**

13. Dezember 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen am 15. Dezember 2004 zum Thema

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

EFET Deutschland - Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.

EFET Deutschland hat seit Vorliegen der Beschleunigungsrichtlinie die Einführung eines Entry-Exit-Netzzugangsmodells für den deutschen Gasmarkt gefordert und bereits Ende 2003 einen an die Verhältnisse in den deutschen Versorgungsnetzen angepassten Vorschlag gemacht. Dieser wurde damals von den Verbänden der etablierten Gaswirtschaft als „technisch unmöglich" qualifiziert. Inzwischen hat aber ein Unternehmen dieser etablierten Gaswirtschaft, BEB, ein solches Modell erfolgreich eingeführt.

EFET Deutschland hat erfreut festgestellt, dass die GasNZV nun, wie von der Beschleunigungsrichtlinie gefordert, die Einführung eines Entry-Exit-Modells vorsieht. Allerdings enthält die Verordnung eine Reihe von Ausnahmetatbeständen, durch die die Einführung des Systems blockiert oder zumindest erheblich verzögert werden kann.

Aus der Sicht der Energiegrosshändler ist es entscheidend, den Netzzugang diskriminierungsfrei und transaktionsunabhängig zu gestalten, sonst ist das Entstehen eines börsenfähigen Systems nicht möglich. Die Börsenfähigkeit ist aber entscheidend dafür, dass sich ein liquider Grosshandelsmarkt entwickeln kann, und dieser wiederum ist eine notwendige Voraussetzung für das Entstehen von Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt.

Die vorliegenden Verordnungsentwürfe erfüllen diese Voraussetzung nicht.

Ein gravierender Mangel der Netzzugangsverordnung ist die uneingeschränkte Möglichkeit der Teilnetzbildung. Dadurch, dass für jedes zu transitierende Netz Entry- und Exit-Kapazitäten gebucht und Transporte nominiert werden müssen, vervielfacht sich der Transaktionsaufwand des Grosshändlers. Ausserdem werden auf diese Weise künstlich serielle Engpässe erzeugt. Ein funktionierender liquider Handel kann mit solchen Rahmenbedingungen nicht entstehen. EFET Deutschland fordert deshalb, dass die Bildung von Teilnetzen in jedem einzelnen Fall vorab von der Regulierungsbehörde genehmigt werden muss.

Der Monitoring-Bericht des BMWA vom August 2003 beschreibt eine durch eine „Koordinierungsstelle" organisierte Zusammenarbeit der Netzbetreiber. Die Verordnung sieht dies jedoch nicht vor, sie beschränkt sich auf die Forderung nach einer (nicht definierten) „Zusammenarbeit". Statt dessen müssten die Netzbetreiber z.B. in § 4 zu einem netzübergreifenden Angebot von Kapazitätsprodukten verpflichtet werden.

Die vorgesehene Bildung von Kapazitätsportfolien ist zu begrüssen. Sie muss aber in vielen Details noch verbessert werden mit dem Ziel, die Wiedereinführung des Punkt-zu-Punkt-Modells beim Gasaustausch zwischen Portfolien zu verhindern.

Eine massive Behinderung des Wettbewerbs besteht darin, dass bestehende Altverträge beliebig lange bevorrechtigt bleiben können. EFET Deutschland fordert deshalb, dass Altverträge, die nach August 2000 oder zwischen verbundenen Unternehmen geschlossen wurden, ab Oktober 2005 stufenweise abgebaut und die entsprechenden Kapazitäten nach marktorientierten Verfahren neu vergeben werden. Mit älteren Verträgen soll ab Oktober 2006 in gleicher Weise verfahren werden.

Dass auch der Verordnungsgeber noch Schwierigkeiten mit dem Verstehen des Enty-Exit-Modells hat zeigt sich in § 15 (1) der Netzzugangsverordnung. Hier wird auf den Transportweg abgestellt, der in einem E-E-Modell keine Rolle spielt. § 15 (1) ist deshalb zu streichen.

Probleme sieht EFET Deutschland nicht nur in unzureichendem Kooperationswillen der Netzbetreiber, sondern auch in den unzureichenden Festlegungen zur Transparenz und den damit verbundenen Veröffentlichungspflichten. Die Veröffentlichung der Gasqualität und der Durchflussmengen für alle Entry- und Exit-Punkte als Stundenwerte sollte eine Selbstverständlichkeit sein; mindestens sollten die Mengen als geordnete Jahresdauerlinien veröffentlicht werden. Wichtig für alle Marktteilnehmer ist es auch, die Auslastung des Netzes – technische Transportkapazitäten, kontrahierte Kapazitäten über alle Zeithorizonte und tatsächliche Belastungen – zu kennen. Der Netzbetreiber als Monopolist kann nicht reklamieren, dass diese Daten Betriebsgeheimnisse seien. Andererseits führt verbesserte Markttransparenz zu höhe-

rer Planungssicherheit aller Marktteilnehmer und damit zur Stärkung des Wettbewerbs. Trotz „Unbundlings“ wird ohne entsprechende Vorschriften die auch vom OECD-Wirtschaftsbericht Deutschland beklagte Informations-Asymmetrie nicht beseitigt werden können, die eine massive Wettbewerbsverzerrung und Markteintrittsbarriere darstellt.

Die GasNEV ist in noch viel stärkerem Masse zu kritisieren als die GasNZV. Wie die Netzzugangsverordnung (z.B. beim Basis-Bilanzausgleich) nimmt sie alte, schon in den Verbändevereinbarungen überwundene Wettbewerbshindernisse und intransparente Regelungen wieder auf.

Eine Anreizregulierung, wie sie beim Strommarkt immerhin in Aussicht gestellt ist, ist für den Gasmarkt nicht vorgesehen, stattdessen Kostenorientierung wie gehabt; Prinzip der Nettosubstanzerhaltung; gaswirtschaftlich rationelle Betriebsführung usw. usw.

Die Entgelte sollen sich auf das „deutsche Gaswirtschaftsjahr“ beziehen. Damit werden grenzüberschreitende Transporte behindert, denn in den anderen Ländern der EU ist das Kalenderjahr das Wirtschaftsjahr. Dies ist eine klare Absage an das Ziel, einen einheitlichen europäischen Binnenmarkt zu schaffen. Stattdessen ermöglicht § 13 es den Netzbetreibern, weiter prohibitive Aufschläge zu kassieren wie heute üblich. Regelungen und Kontrollmechanismen dafür fehlen entweder vollständig oder sind, wie im Falle der unterbrechbaren Kapazitäten, hinreichend unbestimmt formuliert. Eine Regelung, nach der die Erlöse aus Engpassbewirtschaftung in erster Linie zur Beseitigung des Engpasses verwendet werden müssen, fehlt ganz.

Regelungen für die Bestimmung von Entgelten für Systemdienstleistungen fehlen vollständig.

Das Vergleichsmarktkonzept ist unklar: Welche Konsequenzen hat der Vergleich? Wann findet er spätestens zum ersten Male statt? Mit welcher Periodizität wird er dann durchgeführt? Wie sieht das Vergleichsverfahren aus? Die Verordnung fordert: „Der unterschiedlichen Auslastung der Netze ist Rechnung zu tragen...“ – das ist aber nicht möglich, wenn die Zugangsverordnung keine Regeln für Markttransparenz vorschreibt und damit die Auslastung der Netze Betriebsgeheimnis der Netzbetreiber bleibt!

Völlig inakzeptabel sind die Ausnahmeregelungen für die Ferngasnetze. Nicht nur, dass deren völlig unbestimmte Definition dem Missbrauch Tür und Tor öffnet. Auch beim Ferntransport ist eine Kostenbasierung anzustreben, damit Quersubventionierungen des konzerneigenen Handels vermieden werden können. Hier wird aber den Netzbetreibern auch noch die Möglichkeit eingeräumt, ungestraft vor Inkrafttreten des Gesetzes noch einmal kräftig die Entgelte zu erhöhen und diese bis zum Abschluss eines Rechtstreits über das anzuwendende Vergleichsverfahren zu erheben. Und in der Verzögerung solcher Entwicklungen hat es die etablierte Gaswirtschaft ja bereits zu einer beachtlichen Meisterschaft gebracht.

Die besondere Behandlung der Ferngasnetze wird damit begründet, dass es hier „Leitungswettbewerb“ gebe. Die diese Auffassung begründende gutachterliche Äusserung (Kiep) wird von aktiven Tradern mit Adjektiven wie „irreführend“, „dümmlich“, „inkompetent“, „lächerlich“ oder „ahnungslos“ qualifiziert. Zum Beleg dessen wird EFET Deutschland den Mitgliedern des Ausschusses für Wirtschaft und Arbeit des Deutschen Bundestages noch vor der Anhörung am 15. Dezember 2004 eine Dokumentation der tatsächlichen Verhältnisse zukommen lassen.

Tatsache ist: Es gibt keinen Leitungswettbewerb! Wenn es denn Leitungswettbewerb gäbe, so müsste doch in den letzten Jahren irgendwann einmal der Ruhrgas-Handel Kapazitäten bei Wingas gebucht haben oder umgekehrt. Das ist aber nicht der Fall. Aber selbst wenn es der Fall wäre – warum müsste dann vom Kostenprinzip abgewichen werden? Es ginge doch allein darum, dass Netzbetreiber auf bestimmten Strecken – da, wo Parallelleitungen liegen – ihre Tarife absenken können, um mit dem Parallel-Netzbetreiber konkurrieren zu können. Zur Kompensation müsste ihnen dann erlaubt werden, auf anderen Abschnitten des Netzes höhere Tarife zu fordern, damit die Gesamteinnahmen die Kosten des Netzbetriebs decken. Das Bemessungskriterium sind also wieder die Kosten. Deshalb gibt es keinen logischen Grund, das Kostenprinzip nicht auch auf den Fernleitungstransport anzuwenden.

Fazit: Nach den vorliegenden Verordnungsentwürfen wird im Gasmarkt alles bleiben, wie es ist: „Wer die höchsten Kosten hat, wird belohnt; wer die niedrigste Transparenz hat, wird belohnt, und wer den geringsten Fortschritt hat, wird belohnt“ (Utz Claassen, EnBW).

In den vorliegenden Entwürfen können wir – leider – keine einzige klare, den Wettbewerb fördernde Regelung entdecken.

Ein funktionierender liquider Gasmarkt kann in diesem Ordnungsrahmen nicht entstehen.

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1602**

14. Dezember 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen am 15. Dezember 2004 zum Thema

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

Prof. Dr. Ulrich Ehricke, LL.M., Universität Köln

I. Allgemeines

(1) Die Regulierung des Netzzugangspreises im Bereich Gas ist eine höchst anspruchsvolle und schwierige Materie. Es ist eine genaue Austarierung des EG-rechtlich vorgegebenen Regelungsauftrages mit der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten besonderen Situation des Gasmarktes in Deutschland notwendig, die bereits von Wettbewerbsstrukturen gekennzeichnet ist. Daher muss eine Regulierung wie die Gasnetzgeldverordnung (GasNEV) mit ihren Instrumenten so ausgestaltet werden, dass sie kompatibel ist mit den Anforderungen eines Marktes, auf dem bereits ein gewisser Grad von (aktuellem und potenziellem) Wettbewerb herrscht und dessen Ausbau mit entsprechenden marktordnungspolitischen Instrumenten betrieben werden muss. D. h. für die allgemeine Regelungsgestaltung, dass sektorspezifische Regulierungseingriffe mit wettbewerbspolitischer Zielrichtung nur beim Vorliegen netzspezifischer Marktmacht gerechtfertigt sind. Regulierungsinstrumente müssen daher behutsam eingesetzt werden, um die existierenden Wettbewerbsinstrumente in ihrer Wirksamkeit nicht zu schwächen. Es gilt insoweit der Grundsatz, dass Regulierung zur Schaffung von Wettbewerbsstrukturen in Netzwirtschaften nur insoweit einzusetzen ist, wie Wettbewerb (noch) nicht besteht und durch Regulierung erst initiiert werden soll. Anders formuliert wirken Regulierungsinstrumente dort kontraproduktiv, wo auf einem Markt bereits hinreichend geeignete Umfeldbedingungen gegeben sind, die bewirken, dass der erwünschte Wettbewerb bzw. die Verstärkung des Wettbewerbs allein durch Marktkräfte und damit ohne hoheitlich-eingreifende Maßnahmen entstehen. Die GasNEV sollte vor dem Hintergrund dieser allgemeinen ordnungsrechtlichen Grundsätze strukturell her so aufgebaut sein, dass sie wettbewerbliche Elemente stärkt, die bereits auf dem Gasmarkt bestehen, und nur dort (behutsam) regulierend eingreift, wo ein Wettbewerb erst noch entstehen muss. Bei der Regulierung des Netzzugangspreises muss zudem auf die Besonderheiten des Gutes „Gas“ Rücksicht genommen werden, und zwar sowohl im Hinblick auf seine Beschaffenheit als auch auf die grenzüberschreitende Verknüpfung von Gasvorkommen, Produktion und Transport. Der Regelungsansatz der Verordnung ist vor dem Hintergrund dieser Eckpunkte im Grundsatz gelungen.

(2) Wenn eine Regulierung politisch erwünscht bzw. EG-rechtlich vorgegeben ist, sollte sich ihre Ausgestaltung am allgemeinen Wettbewerbsrecht orientieren. Eine andere Konzeption bedeutete eine Abkehr von der bislang praktizierten kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht und stellte eine ordnungspolitische Entscheidung dar, die unter Wettbewerbsgesichtspunkten bedenklich ist. In welchem Maße Regulierung das geeignete Mittel zur Marktöffnung ist, ist schwierig zu bestimmen. Sicher ist aber, dass Regulierung nur Initiativeffekte haben darf; daher sollte bei der Fassung der GasNEV darauf geachtet werden, dass soviel Wettbewerbsansätze als möglich implementiert werden und regulativ eine Beschränkung auf Rahmenimpulse vorgenommen wird.

(3) Die gegenwärtigen Netzbetreiber werden wettbewerblich diszipliniert zunächst durch aktuellen Wettbewerb. Dieser gestaltet sich in Form von pipe-in-pipe-Wettbewerb und von pipe-to-pipe-Wettbewerb. Sie werden zudem diszipliniert durch den potenziellen Wettbewerb, also die Möglichkeit, dass ihre Rohrleitungssysteme Konkurrenz bekommen durch neu gebaute Rohrleistungssysteme anderer Marktteilnehmer. Die Realisierung dieses potenziellen Wettbewerbs zu aktuellem Wettbewerb hängt von verschiedenen äußeren Bedingungen (z.B. Marktzutrittsschranken) ab. Zentraler Aspekt ist dabei jedenfalls die Aussicht auf die Amortisation der Investitionskosten. Wird eine Kostenregulierung vorgenommen, wird die Bereitschaft, in neue Infrastruktur zu investieren, geringer sein als bei Heranziehung eines Vergleichsmarktkonzepts, das danach fragt, ob die verlangten Preise angemessen sind. Die Kostenregulierung ist zudem mit einer

nicht unerheblichen Rechtsunsicherheit verbunden, die sich in gestiegenen Kosten niederschlägt. Die Rechtsunsicherheit entsteht aufgrund der Probleme mit den einzelnen Kostenfaktoren, der Unsicherheit in der Bestimmung dieser Faktoren und in deren konkreter Anwendung. Das Kostenmodell suggeriert eine „Scheinsicherheit", die sich aber – wenn überhaupt – erst langsam durch eine umfangreiche Übung der Behörden und Gerichte einpendeln wird. Da die Kostenregulierung aber schnell (und rechtssicher) eingesetzt werden soll, stellt sie sich gegenüber dem Vergleichsmarktkonzept insoweit als suboptimal dar. Das Vergleichsmarktkonzept setzt freilich voraus, dass vergleichbare Märkte tatsächlich vorhanden sind, wobei sich die Vergleichbarkeit notwendigerweise auch auf das Bestehen von Wettbewerb auf dem Markt erstreckt. Auch das Vergleichsmarktkonzept ist dadurch nicht frei von Unschärfen, die jedoch im Vergleich zu dem Ansatz einer Kostenregulierung im Gasmarkt grundsätzlich nachrangig sind.

II. Ermittlung der Netznutzungsentgelte

(4) Vor dem Hintergrund der unter (2) und (3) gemachten Erwägungen ist das in die GasNEV aufgenommene Vergleichsverfahren bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte von Fernleitungsnetzbetreibern ein angemessenes Verfahren, das in der Lage ist, die Besonderheiten des Gasmarktes – insbesondere auf der Importstufe – zu berücksichtigen. Das Vergleichsverfahren basiert auf einem wettbewerblichen Ansatz und vergleicht prinzipiell Märkte, auf denen Wettbewerbssituationen herrschen und die in ihrer Struktur und in den individuellen Gegebenheiten vergleichbar sind, ohne jedoch identisch sein zu müssen. Ein kostenorientierter Ansatz ist ein anderes Ermittlungskonzept für Entgelte, das tendenziell eher regulative Komponenten beinhaltet. Die Kombination beider Ansätze kann zu erheblichen Friktionen führen. Damit wäre ökonomisch die Basis für eine mittel- bis langfristige Investitionsperspektive der Unternehmen erschüttert. Rechtlich würde die Kombination zu einer Inkohärenz von Wertungen sowie einer Unsicherheit in der Bewertung von Tatbeständen führen. Dies beinhaltet die Gefahr von Rechtsunsicherheit, die ihrerseits zu einer Erhöhung von Kosten beitragen kann.

(5) Daher ist erforderlich, dass die Entscheidung für ein Vergleichsverfahren konsequent durchgehalten wird. Die GasNEV sollte deshalb daraufhin überprüft werden, ob dies bei ihr geschehen ist oder ob nicht auch kostenbasierte Abwägungskomponenten einfließen, die sich als Fremdkörper im gewählten System darstellen. Ein solcher Bruch könnte beispielsweise in § 26 Abs. 1 GasNEV gesehen werden. Dort wird auf die Vorschrift des § 21 Abs. 3 GasNEV verwiesen, die einen Kostenbezug enthält, indem sie der Regulierungsbehörde gestattet, zur Vorbereitung einer Entscheidung nach § 30 Abs. 3 GasNEV auch Feststellungen über die Erlöse und Kosten ausländischer Betreiber von Gasversorgungsnetzen zu treffen. Insoweit sollte im Rahmen der Verweisung des § 26 Abs.1 GasNEV oder im Wortlaut des § 21 Abs. 3 GasNEV klargestellt werden, dass es insoweit keine Parameter mit einem Kostenbezug in das Vergleichsmarktsystem einbezogen werden.

(6) Soweit man in § 21 Abs. 3 GasNEV nur ein Kriterium (unter mehreren) zur Abgrenzung von Vergleichsmärkten sehen möchte, bleibt offen, ob die in dieser Vorschrift genannte Möglichkeit, Erlöse und Kosten ausländischer Betreiber festzustellen, tatsächlich ein hierfür geeignet ist. Als Maßstab für die Abgrenzung von Vergleichsmärkten erscheint es sinnvoller, auf Kostentreiber und nicht auf reine Kostendaten abzustellen, denn letztere sagen über eine Vergleichbarkeit zweier Märkte wenig aus, während die Kostentreiber sich auch in Wettbewerbspreisen wiederfinden und daher ein Kriterium für die Vergleichbarkeit von Märkten darstellen. Unabhängig davon dürfte sich diese Vorschrift in der Praxis jedenfalls als problematisch erweisen, da es für die deutsche Regulierungsbehörde nicht immer ganz einfach sein dürfte, die notwendigen Daten zu erheben. Unklar bleibt in der Vorschrift zudem, ob sich der Begriff „ausländische Betreiber" auf die Betreiber in den Mitgliedstaaten der EU bezieht oder auch darüber hinaus geht.

III. Das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung

(7) Das in der GasNEV zugrunde gelegte Prinzip der Nettosubstanzerhaltung ist ein anerkanntes und in der Vergangenheit in Deutschland bewährtes System. Durch dessen Beibehaltung werden erhebliche Wechselkosten und Rechtsunsicherheit vermieden.

(8) Die GasNEV hält die Anforderungen an ein Prinzip der Nettosubstanzerhaltung jedoch nicht überall konsequent durch. § 8 GasNEV lässt es nicht zu, dass die Körperschaftssteuer in die Kalkulation einfließen kann. Damit bleibt ein erheblicher Posten unberücksichtigt, der für die Nettosubstanzerhaltung notwendig ist. Zwar führt dies zu einer Kostendämpfung, doch wird übersehen, dass das System der Nettosubstanzerhaltung auf einer „Nachsteuerbetrachtung" beruht; die Nichtberücksichtigung der Körperschaftssteuer wirkt daher systemverletzend. Das gilt insbesondere, wenn man sich vor Augen führt, dass durch den Wegfall der körperschaftlichen Anrechungsverfahren die Körperschaftssteuer eine Definitivsteuer auf Unternehmensebene geworden ist. Soweit eine kapitalmarktorientierte Verzinsung gewollt ist, ist ein Zinsansatz nach Steuern anzusetzen, es sei denn, dass die Steuern schon gesondert in der Kalkulation berücksichtigt werden; dies ist aber im System der Nettosubtanzerhaltung generell nicht der Fall.

(9) Möglicherweise sollen mit der Regelung des § 8 GasNEV auch Missbräuche verhindert werden. Diese können dadurch entstehen, dass im Rahmen der Körperschaftssteuer das Mutterunternehmen in Organschaft steuerpflichtig ist und die Steuerlast in einem Umlageverfahren geltend macht, das dynamisch ausgestaltet werden kann und daher nicht notwendigerweise die tatsächlich entstehenden Steuerlasten der betreffenden Tochtergesellschaft wiedergibt. Damit könnte der Fall eintreten, dass in die Netzkosten höhere Konzernumlagekosten einbezogen werden als Steuerlasten tatsächlich in einem stand-alone-Verfahren für das Konzernunternehmen angefallen sind. Ein Kompromiss zwischen dem Erfordernis, Organschaftssteuern in die Netzkosten einzubeziehen, und der Vermeidung etwai-

ger Missbräuche könnte eine Formel sein, wonach im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten die tatsächlich entrichtete Körperschaftssteuer nach dem stand-alone-Verfahren in Ansatz gebracht werden kann. Damit könnte gewährleistet werden, dass in die Netzkosten zwar auch – aber eben auch nur – die insoweit tatsächlich angefallenen Kosten einfließen.

(10) Im Hinblick auf den Grundsatz der Nettosubstanzerhaltung erscheint auch die bislang vorgesehene Regelung zur Saldierung von kumulierten Abschreibungen mit Ersatzinvestitionen eines Anlageguts (§ 6 Abs. 5 GasNEV) als problematisch. Der Sache nach soll damit gewährleistet werden, dass die Ermittlung des Wiederbeschaffungswertes für die Abschreibung sachgerecht durchgeführt werden kann und sich damit die getätigten Investitionen des Netzbetreibers amortisieren können. Dies muss allerdings vor dem Hintergrund des gewählten Grundsystems der Nettosubstanzerhaltung geschehen. Dieses System macht es erforderlich, den Inflationsausgleich über Abschreibungen auf Wiederbeschaffungswerte vorzunehmen, weil er einen inflationsbereinigten Realzins für die Eigenkapitalverzinsung vorsieht. Andernfalls wäre im System der Nettosubstanzerhaltung ein vergleichbares Rentabilitätsniveau wie bei Konzepten der Nominalverzinsung, die mit Abschreibungen auf der Basis von Anschaffungs- und Herstellungskosten arbeiten, nicht gegeben. Die jetzige Regelung beinhaltet das Risiko, dass der Netzbetreiber sein eingesetztes Kapital nicht vollständig zurück erhält, denn die Abschreibung dient der Rückgewinnung des Kapitals, das das Unternehmen für Investitionen aufgebracht hat. Dieser Rückfluss würde indes nur unvollständig geschehen, wenn es z.B. aufgrund der Realverzinsung des Eigenkapitals nur die Differenz zwischen kumulierten Abschreibungen und historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten beziehen sollte. Es besteht zudem das Risiko, dass mit dem vorgeschlagenen System der Saldierung nur wenig Anreize für Netzbetreiber geschaffen werden, eine Reinvestition zu geringeren Kosten als die vergleichbaren kumulierten Abschreibungen vorzunehmen.

(11) In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass – im Gegensatz zu anderen Industriebereichen – die typische Eigenkapitalquote der deutschen Unternehmen in der Gasbranche weitaus höher liegt als bei 40%, so dass sich die in § 6 Abs. 2 S. 2 GasNEV abgesetzte Eigenkapitalquote, für die kalkulatorisch die Netznutzungsentgelte berechnet werden, an den tatsächlichen Gegebenheiten der Unternehmen in der Gaswirtschaft orientieren sollte.

IV. Verbot der Abschreibung unter Null

(12) Das System der kalkulatorischen Abschreibungen in § 6 GasNEV sollte im Hinblick auf die „Abschreibung unter Null“ noch einmal diskutiert werden. Es ist vom Regelungsansatz des § 6 GasNEV aus gesehen konsequent, dass ein Anlagegut nach Ablauf des Abschreibungszeitraums nicht mehr als Kostenfaktor in die Kalkulation eingehen kann. Eine Fortsetzung des Verbots der Abschreibung unter Null, wie sie in § 6 Abs. 7 GasNEV vorgesehen ist, ist jedoch bedenklich. Für den Erwerber einer bereits abgeschriebenen Anlage ist dies eine Neuinvestition, die für ihn zumindest in Höhe des bezahlten Preises (Restwertansatz) kostenbelastend ist. Der Kaufpreis sollte dann die Basis für die Abschreibungen des Neuerwerbers sein, denn es gibt keine tragfähige Begründung, warum ein Käufer einer Anlage hinsichtlich seiner Abschreibemöglichkeiten davon abhängig sein soll, ob er eine neue Anlage oder eine beim Voreigentümer bereits abgeschriebene gebrauchte Anlage kauft. Aus Sicht des Verkäufers einer bereits abgeschriebenen Anlage wirkt sich die Regel des § 6 Abs. 7 GasNEV wie ein Verkaufshemmnis aus, denn er wird eine solche Anlage nicht mehr veräußern können, wenn und soweit einem potentiellen Käufer die Möglichkeit der Abschreibung des investierten Kaufpreises verwehrt wird. Das wiederum wird zu einem Investitionshemmnis und zu einer Überalterung von Anlagen führen – mit den entsprechenden Gefahren für die Versorgungssicherheit. Das Verbot der Abschreibung unter Null sollte sich daher nur auf jeweils einen Investitionszyklus beschränken.

V. Durchführungsgrundsätze

(13) Das Vergleichsverfahren nach § 21 GasNEV wird nach den Grundsätzen des § 22 GasNEV durchgeführt. Voraussetzung für jeden Vergleich ist aus rechtlicher Sicht das Kriterium der Vergleichbarkeit und der Grundsatz der „klaren Kriterien“. Nur wenn die Vergleichsmaßstäbe genau sind, kann das Vergleichsverfahren zu optimalen Ergebnissen führen. Unstreitig ist, dass bei keinem Vergleichsverfahren eine Identität gefordert werden kann; doch es sollte dafür gesorgt werden, dass die wesentlichen Vergleichsparameter rechtsklar bestimmt bzw. bestimmbar sind. § 22 GasNEV ist daraufhin noch einmal kritisch zu überprüfen. Um ein Beispiel zu benennen: Es ist etwa fraglich, was genau unter „einer Druckstufe eines Versorgungsnetzes“ (§ 22 Nr. 3 GasNEV) zu verstehen ist, weil innerhalb eines Rohres regelmäßig nicht auf der ganzen Länge derselbe Druck herrscht. Um insoweit nicht undifferenzierte Vergleichsmaßstäbe zu gewinnen, könnte man in diesem Zusammenhang besser von „gleichem Nenndruck“ sprechen. Aufgrund der technischen Besonderheiten der einzelnen Aspekte des Vergleichs könnte auch diskutiert werden, ob – ähnlich wie in anderen Regelungswerken, die Bezug nehmen auf technische Maße oder Standards – dynamisch auf allgemein anerkannte technische Regeln (z.B. wie die der DVGW) verwiesen werden kann. Die GasNEV könnte dann – unter Einbeziehung dieser Daten als Vermutungstatbestand – die Vergleichskriterien genauer und justiziabler fassen.

Mit freundlichen Grüßen
Prof. Dr. Ulrich Ehricke, LL.M. (London), M.A., Richter am OLG a.D

DEUTSCHER BUNDESTAG
Ausschuss für
Wirtschaft und Arbeit
15. Wahlperiode

Ausschussdrucksache 15(9)**1599**

13. Dezember 2004

Schriftliche Stellungnahme

zur öffentlichen Anhörung von Sachverständigen am 15. Dezember 2004 zum Thema

Novelle des Energiewirtschaftsrechts unter dem Gesichtspunkt der Gasnetzentgeltkalkulation

Rechtsanwalt Christian von Hammerstein, Hogan & Hartson Raue L.L.P., Berlin

Der Entwurf einer Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV) mit Stand vom 06.12.2004 nimmt die Betreiber von Fernleitungsnetzen, aus denen ausschließlich oder überwiegend in Gasverteilernetze eingespeist wird, von der Entgeltregulierung praktisch aus und unterwirft sie einem systemfremden, konturenlosen und wettbewerbsökonomisch verfehlten Vergleichsmarkttest, der zur kollektiven Preiserhöhung anreizt. Die Begründung hierfür ist angesichts der tiefgreifenden Bedeutung dieser Ausnahme überraschend schlank: Grund sei der Umstand, dass diese Leitungssysteme regelmäßig durch wesentlichen Leitungswettbewerb gekennzeichnet seien.[2]

Die Knappheit der Begründung nährt die Vermutung, dass die Feststellung des Verordnungsgebers weitgehend ungetrübt von tatsächlichen Ermittlungen zum Stand des Leitungswettbewerbes ist. Eine solche Untersuchung wäre besonders dringlich, da es einen außergewöhnlichen Vorgang darstellt, wenn der Gesetz- bzw. Verordnungsgeber per staatlichem Dekret das Bestehen von Wettbewerb in einem bestimmten Markt festlegt. Nach bisherigem wettbewerbsrechtlichem Verständnis war dies Aufgabe der Kartellbehörden, die hierzu umfangreiche Markterforschungen durchführen. Es ist bemerkenswert, dass nun eine ganze Branche wieder[3] kraft Gesetzes nicht nur von der sektorspezifischen Entgeltregulierung, sondern aufgrund der Regelung in § 111 EnWG-E sogleich auch von der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht ausgenommen werden soll. Die Verfasser des EnWG-E scheuen nicht einmal davor, zugleich auch noch in die Kompetenz der Europäischen Union einzugreifen und auch Art. 82 EG-Vertrag für unanwendbar auf die Entgelte der Fernleitungsunternehmen zu erklären.

Vergebens sucht man in der Begründung zur Verordnung oder in weiteren Materialien zum Gesetzgebungsverfahren eine Untermauerung für die Feststellung des Verordnungsgebers zum angeblich bestehenden erheblichen Transportwettbewerb. Selbst der hierzu eigentlich berufene Bundesverband der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) beschränkt sich in seiner schriftlichen Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004 zum EnWG auf die lapidare Feststellung: *„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."* Auch die in der Regel als Kronzeuge für angeblichen Leitungswettbewerb dienende Wingas GmbH trägt in ihrer schriftlichen Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 29. November 2004[4] nichts Erhellendes bei zu der von ihr getroffenen Feststellung, zwischen den Unternehmen der Fernleitungsstufe bestehe ein konkurrierender Transportwettbewerb.

Die These vom tatsächlichen oder potentiellen Leitungswettbewerb widerspricht dem gesamten Grundkonzept des EnWG, des Entwurfs einer Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNZV)[5], den eigenen Feststellungen des Bundeswirtschaftsministeriums („BMWA") im Monitoring-Bericht, den Untersuchungen des Bundeskartellamtes und der Monopolkommission sowie den europarechtlichen Vorgaben (dazu **I.**).

Darüber hinaus enthält die GasNEV neben einigen positiven Ansätzen dieselben strukturellen Defizite wie der Entwurf der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu den Stromversorgungsnetzen (StromNEV)[6]. Der Entwurf reflektiert das nicht börsenfähige Modell des durch die GasNZV vorgegebenen fragmentierten Entry/ Exit-Systems. Die GasNEV sollte nachgebessert werden (dazu **II.**).

I. Privilegierung der Fernleitungsunternehmen

1. Systemwidrige Regelung

Die Ausnahme für die Fernleitungsunternehmen ist systemwidrig. Die europarechtlich durch die Gas-Richtlinie

2 Entwurf der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV), Stand: 06.12.2004, Begründung zu § 3.

3 Eine generelle Ausnahme vom Kartellverbot für die leitungsgebundene Energiewirtschaft enthielten vor 1998 die §§ 103, 103a GWB.

4 Ausschuss-Drucks. 15 (9) 15 (37).

5 Stand: 06.12.2004

6 Stand: 06.12.2004

vorgegebene und im Entwurf des EnWG (EnWG-E) grundsätzlich nachvollzogene Regulierung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen ist nichts anderes als eine sektorspezifische Ausformung des allgemeinen wettbewerbsrechtlichen Verbots missbräuchlichen Verhaltens bei der Gewährung des Zugangs zu wesentlichen Einrichtungen (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB). Unabhängig davon, ob staatliche Tätigkeit hierbei im Rahmen der allgemeinen Wettbewerbsaufsicht oder einer sektorspezifischen Regulierung erfolgt, muss stets eine Grundvoraussetzung erfüllt sein: Es muss eine **wesentliche Einrichtung** vorliegen. Ist dies nicht der Fall und liegt auch sonst keine marktbeherrschende Stellung oder ein wettbewerbswidriges Verhalten vor, würde staatliches Tätigwerden in aller Regel gegen den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz verstoßen. Der staatliche Eingriff wäre für die Gewährleistung marktgerechter Verhältnisse nicht erforderlich.

Wendet man diese einfache, aber grundlegende Erkenntnis auf die These des Verordnungsgebers, die in Art. 3 Abs. 2 GasNEV genannten Fernleitungssysteme seien *„regelmäßig“* durch *„wesentlichen“* Leitungswettbewerb gekennzeichnet, an und unterstellt ihre Richtigkeit, kann die Schlussfolgerung nur eine einzige sein: Weder eine sektorspezifische Regulierung noch eine allgemeine Wettbewerbsaufsicht zur Kontrolle marktbeherrschender Stellungen wäre erforderlich. Unterstellt man ihre Unrichtigkeit, besteht jedoch nicht nur eine Rechtfertigung, sondern auch ein politisches Gebot zum Tätigwerden. Es ist jedoch inkonsistent, auf der einen Seite die Fernleitungsnetzbetreiber detaillierten Regelungen für den Gasnetzzugang in der GasNZV sowie den Bestimmungen der Entflechtung und der Regulierung des Netzbetriebes in den Teilen 2 und 3 des EnWG-E zu unterwerfen, auf der anderen Seite zu behaupten, diese stünden in einem unbeschränkten Wettbewerb zueinander.

Es ist ebenfalls systemwidrig, angeblich im Wettbewerb stehende Betreiber von Leitungssystemen per Verordnung dazu zu verpflichten, ihre Entgelte stets denen des günstigsten Anbieters anzupassen (§ 19 Abs. 3 GasNEV). Die gesetzlich vorgegebene Anpassung von Preisen stellt das Gegenteil von Wettbewerb und Markt dar. Wer meint, es herrsche Wettbewerb, der darf die Preisbildung nicht über staatlich verordnete Anpassungsmechanismen regeln, sondern muss die Preisbildung dem freien Angebot und der freien Nachfrage - also dem Markt - überlassen. Wer Unternehmen dazu verpflichtet, sich stets auf dem geringsten Niveau mit den angeblichen Wettbewerbern zu treffen, setzt die zuvor gerade festgestellten Marktkräfte unmittelbar wieder außer Kraft und schafft perverse Anreize: Den Unternehmen wird nichts anderes übrig bleiben, als durch kollektive Preiserhöhung diesem staatlichen Eingriff auszuweichen. Auf diese Weise wird oligopolistisches und damit preistreibendes Verhalten geradezu herausgefordert, obwohl doch angeblich ein funktionierender Markt bestehen soll.

Angesichts dieser Widersprüche scheint der Verordnungsgeber offensichtlich der eigenen These vom angeblichen Leitungswettbewerb nicht recht über den Weg zu trauen. Diese These wird auch nicht durch die Regelungen der GasNZV gedeckt. Denn wenn es tatsächlich richtig sein sollte, dass flächendeckend in der Bundesrepublik Deutschland Verteilnetzbetreiber über unterschiedliche Transportnetze beliefert werden können, wäre es nicht zu erklären, weshalb der Verordnungsgeber in der Begründung zur GasNZV die Feststellung trifft:

„Eine Vielzahl örtlicher Verteilnetze verfügen nicht über mehrere Einspeisepunkte“[7]

Etwas weiter in der Begründung zu § 8 GasNZV wird nochmals festgestellt, dass die Mehrzahl der Betreiber von örtlichen Verteilnetzen über **ein** regionales Verteilnetz an das Gasnetz in Deutschland angeschlossen seien. Auch die Regelung in § 8 Abs. 3 GasNZV geht von einer solchen Singularität des Einspeisepunktes aus. Anderenfalls wäre es nicht zu erklären, weshalb in § 8 Abs. 3 Satz 2 GasNZV eine Regelung für den Fall, dass Einspeisepunkte zu vorgelagerten Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber bestehen, lediglich als Ausnahme formuliert wurde und in der Begründung zu dieser Vorschrift der Hinweis auf *„große Stadtnetze“* erfolgt, für welche diese Vorschrift nur gerechtfertigt sein könne.[8]

Die These vom Leitungswettbewerb ist auch nicht konsistent mit dem Monitoring-Bericht des BMWA an den Deutschen Bundestag vom 31. August 2003. Dort stellt das BMWA fest, dass die von den Netzen der vier Ferngasgesellschaften Ruhrgas, BEB, VNG und Thyssengas (heute: RWE Transportnetz Gas GmbH) durchzogenen Gebiete, klar entsprechend den ehemaligen Demarkationsgebieten gegeneinander abgegrenzt seien.[9] Zwar wird dort auch erwähnt, das Netz der Wingas verlaufe ***„zum Teil“*** parallel zu den Netzen der vier genannten Unternehmen. Selbst wenn man unterstellen wollte, dass die reine Parallelität von Netzen Leitungswettbewerb indizieren würde, würde eine **teilweise** Parallelität kaum eine **bundesweite Ausnahme** der Fernleitungsnetze von der sektorspezifischen Regulierung und der allgemeinen Wettbewerbsaufsicht rechtfertigen.

2. Gegenteilige Feststellungen von EU-Kommission, Bundeskartellamt und Monopolkommission

Wäre strukturell flächendeckender Transportwettbewerb tatsächlich vorhanden oder potentiell möglich, wäre die europäische Gas-Richtlinie überflüssig. Diese setzt das genaue Gegenteil voraus, nämlich die Wesentlichkeit aller Gasversorgungsnetze für die Gewährleistung von Wettbewerb auf den nachgelagerten Liefer- und Handelsmärkten. Darin liegt der Grund für die europarechtliche Vorgabe des regulierten Netzzugangs in Art. 18 u. 25 Gas-Richtlinie. Werden die Betreiber von Fernleitungsnetzen hiervon bei der Entgeltbildung und damit einem zentralen Bestandteil des diskriminierungsfreien Netzzugangs ausgenommen, so ist dies mit den europarechtlichen Vorgaben schlicht nicht vereinbar.

Weder das Bundeskartellamt noch die Monopolkommission haben in ihren jahrelangen Marktbeobachtungen die These vom flächendeckenden Leitungswettbewerb bestätigt gefunden. Noch in der E.ON/Ruhrgas-Entscheidung ist das Bundeskartellamt von einem fehlenden Transportwettbewerb ausgegangen.[10] In ihrem Hauptgutachten 2000/2001 hat die Monopolkommission festgestellt, dass

7 Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV), Entwurf Stand: 06.12. 2004, Begründung zu Teil 2, Allgemeines, 7. Absatz.

8 Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV), Entwurf Stand: 06.12. 2004, Begründung zu § 8 2. Absatz a.E..

9 Monitoring-Bericht, S. 35.

10 BKartA, WuW/E DE-V 533-534 – E.ON/Ruhrgas II, Rz. 23; vgl. auch Bericht des BKartA über seine Tätigkeit in den Jahren 2001/2002 sowie über die Lage und Entwicklung auf seinem Aufgabengebiet, BT-Drucks. 15/1226.

Hoffnungen auf technischen Fortschritt, der den Engpasscharakter gewisser Infrastrukturelemente gleichsam automatisch auflösen und damit das Zugangsproblem lösen würde, im Bereich der Energiewirtschaft *„illusionär"* seien.[11] Soweit ein Gashändler **bei einem erheblichen Kapazitätsausbau** im Ferntransport die Wahlmöglichkeit zwischen zwei Netzbetreibern haben sollte, handele es sich hierbei um eine Ausnahme, welche die Qualifizierung des Fernleitungsnetzes als wesentliche Einrichtung nicht in Frage stelle.[12]

3. Anwendungsbereich unklar – Befreiung auch von Regionalnetzebetreibern?

Es bleibt völlig im Dunkeln, welche Unternehmen unter die Ausnahmeregelung des § 3 Abs. 2 GasNEV fallen. Da eine Reihe von Gasverteilernetzen ebenfalls Hochdrucknetze im Sinne der Definition der Fernleitungsnetze in § 3 Nr. 19 EnWG-E betreiben und *„überwiegend in Gasverteilernetze"* einspeisen im Sinne von § 3 Abs. 2 Satz 1 GasNEV ist zu erwarten, dass neben den fünf klassischen Betreibern von Fernleitungsnetzen der sog. 1. Stufe alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen mit Ausnahme der lokalen Verteilerstufe unter die Befreiungsregel fallen werden. Es könnten sich dann nicht wie bisher nach der VV Gas II nur fünf, sondern ca. 30 bis 40 Unternehmen von der Kostenkontrolle befreien. Damit wird ein großer Teil der deutschen Gaswirtschaft von der Entgeltkontrolle ausgenommen und ihr die Möglichkeit gegeben, weit jenseits der tatsächlichen Kosten ihre Transporttarife zu kalkulieren. Selbst die eloquentesten Vertreter der Theorie vom Leitungswettbewerb haben jedoch bisher noch nicht behauptet, es gebe parallele Regionalversorgungsnetze.

4. Die Thesen von *Knieps*

Die dürre Begründung der Ausnahmeregelung in § 3 Abs. 2 GasNEV gewinnt etwas mehr Kontur durch das im E.ON/Ruhrgas-Verfahren am 1. März 2002 im Auftrag der Ruhrgas AG von *Knieps* vorgelegte Gutachten zum Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft. Dieser vertritt die These, dass sich der Wettbewerb auf den Ferngastransportnetzen widerspiegele in

- parallelem Leitungsbau,
- bestehendem Bruchteilseigentum an Leitungen
- von gemeinsamen Projektgesellschaften betriebenen Pipelines.[13]

Das Gutachten bemüht sich sodann, durch einige nur auf den ersten Blick plausibel erscheinende Beispiele nachzuweisen, dass eine Reihe von Regionalnetzen über alternative Einspeisetransportmöglichkeiten verfügen. Bei genauer Betrachtung wird jedoch schnell deutlich, dass es sich nur um ein theoretisches Konstrukt handelt, das mit der Realität wenig gemein hat. Insbesondere vermischt *Knieps* Transport und Lieferung von Gas über alternative Anbieter und berücksichtigt tatsächliche Netzgegebenheiten, vertragliche Bindungen und kapazitive Beschränkungen nicht. Einige Beispiele sollen das im folgenden verdeutlichen. Testfrage ist dabei stets, ob ein Gashändler bei der Belieferung eines Kunden über alternative Einspeisemöglichkeiten in das Gasverteilnetz verfügt. Die als **Anlage 1** beigefügte Abbildung der Pipelines der fünf Ferngasgesellschaften möge hierbei als Illustration dienen.

a) Paralleler Leitungsbau

aa) Dualistisches Oligopol

Zunächst ist festzustellen, dass lediglich das Ferntransportsystem der Wingas sich mit den Transportsystemen der anderen Fernleitungsunternehmen (Ruhrgas, BEB, VNG, RWE) kreuzt. Nach den Feststellungen des BMWA im Monitoring-Bericht könnte daher ein Gashändler ohnehin nur zwischen jeweils zwei Anbietern, nämlich Ruhrgas, BEB, VNG, RWE auf der einen und Wingas auf der anderen Seite wählen. Eine – theoretische - Wahlmöglichkeit zwischen zwei Anbietern stützt jedoch kaum die These vom „erheblichen" Leitungswettbewerb, sondern bietet vielmehr Ansatzpunkt für die Untersuchung jeweils duopolistischer Verhaltensweisen.

bb) Fehlende konkurrierende Ausspeisepunkte

Die Wahlmöglichkeit hängt davon ab, dass im künftigen Entry/Exit-System sowohl das Wingas-Netz als auch das jeweils andere Netz über einen Ausspeisepunkt am jeweiligen örtlichen Gasverteilnetz verfügen **und** der Gashändler auch im Wingas-Netz über Einspeisekapazität verfügt. Dass dies nur in den seltensten Fällen der Fall ist, sei an folgenden Beispielen illustriert:

- Nimmt man z. B. die Strecke (Emden-)Oude-Reckrodt-Lampertheim, auf der tatsächlich Leitungen von Ruhrgas (METG) und Wingas (MIDAL) teilweise parallel verlaufen, stellt man fest, dass an die Wingas-Leitungen nur diejenigen Verteilnetze angeschlossen sind, welche Wingas auch selber beliefert. Die genaue Zahl ist nicht bekannt, jedoch sind die Einspeisepunkte entlang dieses Streckenabschnittes deutlich geringer als die der Ruhrgas. Insofern sagt die Parallelität der Leitung nichts über die Wettbewerbssituation zwischen den beiden Betreibern dieser Leitungen. Notwendig – aber nicht hinreichend – ist eine Parallelität der Ausspeisepunkte.
- Gibt es bei dem vom Gashändler zu beliefernden Kunden keinen Ausspeisepunkt im Wingas-System, hat er eine praktische und eine rein theoretische Alternative. Praktisch muss er den Transport über das Netz der Ruhrgas abwickeln. Theoretisch könnte er mit Wingas die Errichtung einer Anschlussleitung an das örtliche Verteilnetz vereinbaren. Er könnte diesen Anschluss auch selber bauen und finanzieren. Dies dauert – je nach Länge der Leitung – zwischen 9 und 18 Monaten. Tatsächlich sind die Vorlaufzeiten für die Belieferung von Kunden in einem liberalisierten Handelsmarkt sehr viel kürzer. Im günstigsten Fall weiß der Handel drei Monate vorher, dass ein Kunde von ihm beliefert werden will, häufig sind es jedoch eher sechs Wochen vor Lieferbeginn. In diesem Zeitraum von sechs Wochen bis drei Monaten ist es ausgeschlossen, eine Anschlussleitung zu **planen,** zu **finanzieren** und zu **bauen**. Die notwendigen Genehmigungsverfahren, Umweltverträglichkeitsprüfungen, Verhandlungen mit Grundstückseigentümern usw.

11 Monopolkommission, Netzwettbewerb durch Regulierung, Hauptgutachten 2000/2001, Rz. 732.

12 Monopolkommission, Netzwettbewerb durch Regulierung, Hauptgutachten 2000/2001, Rz. 842.

13 Knieps, Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft, Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten im Auftrag der Ruhrgas AG, Freiburg, 1. März 2002, S. 21 ff.

benötigen nach allen praktischen Erfahrungen erheblich länger.

- Selbst wenn ein Gashändler einen Kunden finden sollte, der eine so lange Zeit warten würde, bis er von ihm beliefert werden wollte, hätte er das Problem, dass er nach Auslaufen des Vertrages mit dem Kunden nach den üblichen ein bis zwei Jahren die Anschlussleitung nicht anderweitig nutzen kann. Da ihm das vorgelagerte Ferngasnetz fehlt, wird er auch kaum jemanden finden, der die Kapazität auf dieser Leitung übernehmen wird. Die Finanzierung einer Anschlussleitung für einen Zeitraum von 1 – 2 Jahren ist jedoch angesichts der in Ziff. IV der Anlage 1 zur GasNEV vorausgesetzten betriebsgewöhnlichen Nutzungs- und Abschreibungsdauern von 30 – 65 Jahren für Rohrleitungen kaufmännisch kaum sinnvoll und deshalb keine praktische Alternative.

  Daraus folgt, dass parallele Leitungen nur scheinbar einen Wettbewerb suggerieren. Tatsächlich kommt es auf parallele Ausspeisepunkte an. Hierzu fehlt jedoch jede detaillierte Untersuchung.

  Soweit *Knieps* in seinem für Ruhrgas erstellten Gutachten Beispiele für parallele Transporte zu regionalen Netzen aufführt, sind diese weitgehend theoretisch. Er vermischt auch in unzulässiger Weise alternative **Transport**möglichkeiten mit **Beschaffung**salternativen.
- So spricht er bei dem Beispiel der **EWE** ausdrücklich davon, dass eine Wahlmöglichkeit zwischen BEB und der niederländischen Gasunie als *„Vorlieferanten“* gegeben sei. Es geht jedoch in seiner Untersuchung nicht um Lieferwettbewerb, sondern um angeblichen Transportwettbewerb. Unterschiedliche Beschaffungsalternativen sagen in einer „entbündelten“ Welt nichts über unterschiedliche Transportmöglichkeiten. Im übrigen mag richtig sein, das der westliche Teil des EWE-Netzes unmittelbar an das holländische Netz der GTS angeschlossen ist und deshalb Gasunie über dieses Netz EWE beliefern kann. Das EWE-Netz besteht jedoch aus mehreren Teilnetzen und die weiter östlich gelegenen Gebiete sind ausschließlich an das System der BEB angeschlossen.
- In seiner Behauptung, der zum E.ON-Konzern gehörende Regionalversorger **Avacon** könne durch die innerdeutschen Ferntransportgesellschaften der BEB und der VNG beliefert werden, berücksichtigt *Knieps* nicht, dass Avacon kein einheitliches und miteinander vermaschtes Netz betreibt. So mag es sein, dass ein Teilnetz der Avacon durch BEB und ein anderes Teilnetz durch VNG beliefert werden kann. Parallele Transportmöglichkeiten für jedes der Teilnetze bestehen dadurch aber nicht.
- Schliesslich sei auf die von *Knieps* bemühte **Saar Ferngas** eingegangen: Auf der Homepage von Saar Ferngas[14] kann man sich für jeden Einspeisepunkt die Liste der möglichen Ausspeispunkte anzeigen lassen. Dabei fällt auf, dass die Systeme der TENP (Ruhrgas/SNAM), der MEGAL (Ruhrgas/GdF) und der Ruhrgas selbst jeweils fast ausschließlich unterschiedliche Marktgebiete der Saar Ferngas aufspeisen. Die Wahl eine alternativen Einspeispunktes und damit eine Transportalternative zur Erreichung eines bestimmten Ausspeisepunktes ist ausgeschlossen. Auch dies wird von *Knieps* nicht berücksichtigt.

cc) Fehlende konkurrierende Einspeisepunkte

Leitungswettbewerb zwischen dem Wingas-System und den vier anderen Ferngassystemen setzt auch Parallelität auf der Einspeiseseite voraus. Dies trifft für das Wingas-System zum Beispiel in einem zentralen Anlandepunkt nicht zu. Über den Anlandepunkt **Emden** wird das gesamte Gas aus Norwegen nach Deutschland transportiert. Norwegisches Gas macht mit ca. 26 % den zweitgrößten Anteil (nach russischem Gas mit 32 %) des deutschen Gasimportes aus.[15]

Zugleich ist Emden einer der wichtigsten Hubs für Gashändler, um Gas einzukaufen. Da russisches Gas außerhalb der etablierten Vertriebswege (Ruhrgas, Wingas) praktisch nicht verfügbar ist, sind Händler auf die Beschaffung an diesem Hub angewiesen. Eine alternative Abtransportmöglichkeit von Emden über das Wingas-System besteht jedoch nicht. Zwar erwecken die veröffentlichten Netzkarten den Eindruck, als sei die zum Wingas-System gehörende MIDAL mit den beiden norwegischen Terminals in Emden verbunden. Tatsächlich ist eine solche Verbindung jedoch nie erfolgt. Die Absicht von Wingas, norwegisches Gas zur Belieferung des Werks von BASF in Ludwigshafen über diese Leitung zu importieren, hat sich bis heute nicht erfüllt. Insofern nützt einem Gashändler, der norwegisches Gas in Deutschland absetzen will, die vorhandene, aber tatsächlich von ihm nicht nutzbare parallele Leitung von Wingas nichts.

In gleicher Weise ist auch das von *Knieps* angeführte Beispiel der angeblich parallelen Transportanbindung des Netzes der **Bayerngas** über das Netz der Ruhrgas und an das österreichische Gasversorgungsnetz (Austria-Bavaria-Gasleitung – ABG) kein Beleg für Transportwettbewerb. Denn beide Pipelines führen zu unterschiedlichen Gasquellen. Ein Gashändler, der in Holland/Norwegen Gas einkauft, wird dieses kaum aus Emden/Bunde über die Ruhrgas bis nach Österreich transportieren, um es dann von dort wieder nordwestwärts zu Bayerngas zurückzutransportieren.

dd) Fehlende freie Kapazitäten

Schließlich ist zu berücksichtigen, dass parallele Leitungen auch dann keine alternativen Transportmöglichkeiten darstellen, wenn auf ihnen keine Kapazität frei ist. Nur dann, wenn auf beiden Leitungen ausreichend freie Kapazität verfügbar ist, kann bei ansonsten nicht koordiniertem Verhalten beider Pipeline-Betreiber eine tatsächliche Wahlmöglichkeit für den Transportkunden/Gashändler bestehen. Anders ausgedrückt: **Wenn Stau ist auf der Autobahn, nützt auch die Überholspur nichts.**

Freie Kapazität ist jedoch nur in den seltensten Fällen verfügbar. Es wäre strukturell auch kaum zu erklären, wenn dies anders sein sollte. Denn die Leitungen sind in Zeiten der Demarkation gebaut worden. Sie waren nicht darauf ausgelegt, durch freie Kapazität zueinander in Wettbewerb zu treten. Ihr Zweck war der Transport von Gas für die **Versorgung der eigenen Kunden**. Geht man davon aus, dass die Netzbetreiber das von ihnen hoch gehaltene Prinzip der „energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ in der Vergangenheit tatsächlich prakti-

14 www.saar-ferngas.de

15 Prognos, Europäischer Vergleich der Netzzugangsentgelte auf der regionalen Ferngasstufe für die überregionalen Ferngasgesellschaften in Deutschland, September 2004, S. 42; Monitoring-Bericht, S. 36.

ziert haben, so haben sie ihre Netze nur entsprechend des jeweiligen Bedarfs dimensioniert. Wäre dies anders, hätten sie wegen der anderweitig nicht vermarktbaren Kapazität Fehlinvestitionen getätigt. In diesem Fall wäre auch nicht zu erklären, weshalb heute bei Transportanfragen die Kapazitätsampeln zum großen Teil auf Rot stehen.

Gäbe es tatsächlichen oder potentiellen Kapazitätswettbewerb müsste angesichts dieser weitgehend roten Ampeln nach den Gesetzen des Marktes eine enorme Investitionstätigkeit der Pipeline-Betreiber zu verzeichnen sein, um den Transportbedarf Dritter zu befriedigen. Die Realität sieht jedoch anders aus. Kapazität wird nur dort aufgebaut, wo der mit dem Pipeline-Betreiber verbundene Handel und Vertrieb diese für die Belieferung eigener Kunden benötigt. Auch die Wingas hat ihr Leitungsnetz nicht zum Zwecke des Transports von Gas dritter Händler, sondern zum Transport des zunächst selbst bzw. von dem Mutterunternehmen BASF in Ludwigshafen benötigen Erdgases errichtet. Die Anbindung anderer Abnehmer erfolgte später jeweils nur quasi als Abfallprodukt zur Erhöhung der Rentabilität bei einer Belieferung durch den Wingas-Vertrieb selbst, nicht jedoch bei einem gewünschten Transport Dritter. **Die heutigen Fernleitungssysteme sind nicht auf den Transportwettbewerb, sondern auf die Belieferung eigener Kunden ausgelegt.** Dies bleibt bei *Knieps* völlig unberücksichtigt.

ee) Fehlende wettbewerblich differenzierte Tarifangebote

Gegen die These von Leitungswettbewerb spricht auch die Tatsache, dass es keine differenzierten Tarifangebote gibt. Wenn es tatsächlich so sein sollte, dass etwa Ruhrgas einem Transportwettbewerb durch Wingas ausgeliefert wäre, müsste Ruhrgas nach den Gesetzen des Marktes auf den konkurrierenden Leitungsabschnitten auch wettbewerbsfähige Tarifangebote unterbreiten. Tatsächlich richten sich die Entgelte der Fernleitungsunternehmen ausschließlich nach der Entfernung und der in Anspruch genommenen Kapazität. So nimmt z.B. Ruhrgas pauschal für jeden Abschnitt ihres Fernleitungsnetzes einen einheitlichen Tarif von zur Zeit 22,7 €ct/m³/h. Entsprechendes gilt auch für Wingas und die anderen Ferntransportunternehmen.

ff) Rucksackprinzip belegt fehlenden Transportwettbewerb

Die Beispiele zeigen, dass der wahre Grund für teilweise parallele Leitungen nicht ein Wettbewerb der Transportgesellschaften untereinander, sondern ein Wettbewerb bei der Lieferung von Gas ist. Ihre historische Ursache hat der Leitungsbau von Wingas nicht in dem Ziel, Transportkunden von Ruhrgas abzuwerben. Als Tochtergesellschaft des größten europäischen Gasverbrauchers BASF hatte Wingas zunächst das Ziel, kostengünstig russisches oder Nordsee-Gas unter Umgehung der monopolistisch festgesetzten Preise von Ruhrgas an das Stammwerk in Ludwigshafen zu transportieren. Es war dann die logische Folge, zur besseren Auslastung des Netzes entlang der errichteten Ferngasleitungen auch Verteilerunternehmen über Stichleitungen zu beliefern. Daraus jedoch auf einen flächendeckenden bundesweiten Transportwettbewerb zu schließen, stellt eine sehr verwegene These dar. Große Teile der Bundesrepublik sind über das Wingas-Netz schlicht nicht zu erreichen. Weder tatsächlich noch potentiell ist abzusehen, dass Wingas oder ein anderes Unternehmen parallele Transportleitungen aufbaut, die nicht zur Versorgung eigener Kunden durch den verbundenen Vertrieb, sondern zur Befriedigung des Transportbedarfs Dritter bestimmt sind. Denn nur in einem solchen Fall könnte von tatsächlichem oder potentiellem **Transport**wettbewerb gesprochen werden.

Dies spiegelt sich auch in dem in § 13 GasNZV verankerten Rucksack-Prinzip wider. Gebe es flächendeckend alternative Transportmöglichkeiten, so bedürfte es einer Freigabepflicht der vom früheren Lieferanten nicht mehr benötigten Kapazitäten nicht. Da aufgrund der knappen Kapazitäten das Rucksack-Prinzip zentrale Voraussetzung für einen diskriminierungsfreien Netzzugang ist, stützt dessen grundsätzlich richtige Verankerung in der GasNZV gleichzeitig die Stellung desjenigen Netzbetreibers, in dessen Transportsystem die Kapazität besteht. Wenn der neue Lieferant seinen Transport nur bei einer Freigabe der Kapazität durch den ausgeschiedenen Lieferanten durchführen kann, muss er dafür das gleiche Netz wie der frühere Lieferant nutzen, ist also im Ergebnis dem natürlichen Monopol des Netzbetreibers ausgeliefert.

b) Bruchteilseigentum und Projektgesellschaften

Knieps geht ohne nähere Begründung davon aus, dass in Bruchteilseigentum oder durch gemeinsame Projektgesellschaften betriebene Pipelines zum Wettbewerb beitragen. Dahinter steht der Gedanke, dass die Gesellschafter der Projektgesellschaften bzw. die einzelnen Bruchteilseigentümer sich untereinander einen Transportwettbewerb auf der ihnen gemeinsam gehörenden Leitung liefern. So behauptet *Knieps*, die Gasversorgung Süddeutschland GmbH (GVS) könne sowohl von Westen über die durch Ruhrgas und die italienische SNAM betriebenen TENP durch einen Transport der SNAM als auch über die von Ruhrgas und Gaz de France (GdF) gemeinsam errichtete MEGAL über einen Transport durch die GdF erreicht werden. Allein, die Realitäten sprechen eine andere Sprache. Bei den Bruchteilseigentümergemeinschaften bzw. Projektgesellschaften handelt es sich um durch detaillierte Verträge miteinander verbundene Unternehmen. Sinn der Zusammenarbeit war die gemeinsame Errichtung der Pipeline durch eine Teilung der Finanzierung. Die Annahme, dass sich die Beteiligten in einem solchen Gemeinschaftsprojekt untereinander bei der Vermarktung der Infrastruktureinrichtung Wettbewerb liefern, ist lebensfremd und verstößt gegen grundsätzliche wettbewerbsrechtliche Prinzipien. **Nicht nur aufgrund der Gruppeneffekte, sondern auch wegen der vertraglichen Bindungen findet ein solcher pipeline-interner Wettbewerb praktisch nicht statt.** Es gibt auch keine Anzeichen dafür, dass etwa GdF oder SNAM eigenständig Kapazitäten in Deutschland vermarkten.

Dies wäre aufgrund der vertraglichen Abreden auch gar nicht möglich. Zwar handelt es sich bei den Konsortialverträgen um nicht öffentlich zugängliche Dokumente. Gleichwohl ist es ein offenes Geheimnis, dass z. B. das von der MEGAL GmbH betriebene Erdgasleitungssystem von der deutsch-tschechoslowakischen Grenze in Waidhaus bis zur deutsch-französischen Grenze (Medelsheim) von den Gesellschaftern der Projektgesellschaft nicht im Wettbewerb untereinander genutzt werden kann. Nach den bestehenden vertraglichen Vereinbarungen darf zwar Ruhrgas die MEGAL zum Transport

russischen Erdgases in der Bundesrepublik Deutschland verwenden. Gaz de France ist jedoch darauf beschränkt, die Leitung als reinen Transit für den Transport russischen Erdgases durch die Bundesrepublik Deutschland nach Frankreich zu nutzen. Auf der Internetseite von Ruhrgas wird dies deutlich ausgesprochen:

„Durch die MEGAL-Leitungen sollen Teilmengen des von Ruhrgas unter Vertrag genommenen Erdgases aus der Sowjetunion in die Bundesrepublik Deutschland fließen sowie das von Gaz de France in der Sowjetunion eingekaufte Erdgas durch die Bundesrepublik Deutschland nach Frankreich geschleust werden."[16]

Eine Ausspeisung von Gas in Deutschland ist Gaz de France vertraglich untersagt. Ähnliches gilt z. B. für die NETRA, die in der NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale und Co. KG von der Ruhrgas, BEB, Statoil und Norsk Hydro betrieben wird. Auch hier sind Statoil und Hydro vertraglich daran gehindert, Gas im Netzgebiet der BEB auszuspeisen. Ob und in welcher Weise Ruhrgas und BEB auf der NETRA getrennt parallele Kapazitäten vermarkten können, bedürfte näherer Untersuchung.

Diese Beispiele belegen, dass Bruchteilseigentümergemeinschaften und Projektgesellschaften nicht als Nachweis für sog. Pipeline-internen (Pipe-in-Pipe) Wettbewerb taugen. Wer sich in einem solchen Gemeinschaftsunternehmen zusammenschließt, nimmt natürliche Rücksicht auf seinen Vertragspartner und macht ihm keine Konkurrenz bei der Vermarktung dieser Infrastruktur. Gemeinsame Gesellschaften und Bruchteilseigentum dienen der Beschaffung von Transportkapazitäten für den eigenen Bedarf, nicht jedoch der Dritt-Vermarktung von Transportprodukten im Wettbewerb untereinander.

5. Kapazitätshandel

Wettbewerb zwischen den Leitungsinhabern wird auch nicht durch den in § 14 GasNZV zugelassenen Kapazitätshandel erreicht. Dieser kann zwar den Wettbewerb auf den nachgelagerten Handelsmärkten, nicht jedoch auf dem Transportmarkt befördern. Will der Kapazitätsinhaber keinen Verlust machen, kann er die Kapazität stets nur zu dem Preis weiter veräußern, der mindestens seinen eigenen Einkaufskosten entspricht, also dem an den Netzbetreiber gezahlten Preis. Damit kann er nie günstiger als der Netzbetreiber am Markt auftreten. Ein Wettbewerb zwischen ihm und dem Betreiber des Gasversorgungsnetzes ist ausgeschlossen.

6. Verfehltes Vergleichsverfahren

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass durchgreifende Zweifel gegen einen bundesweiten Leitungswettbewerb auf der Ferngasebene bestehen. Die bloße Betrachtung einer Netzkarte wie im Anhang 1 mit teilweise parallelen Leitungen springt deutlich zu kurz und lässt die tatsächlichen vertraglichen Beziehungen und kapazitiven Beschränkungen unberücksichtigt. Im Ergebnis würde eine Privilegierung der Ferngaswirtschaft durch eine Ausnahme von der Kostenkontrolle und der in § 111 EnWG-E vorgesehenen Befreiung von der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht sogar noch zu einer Besserstellung gegenüber dem heutigen Zustand führen. Dies würde den Freibrief für das Ausspielen der Marktmacht der Pipeline-Betreiber bedeuten.

Zudem ist der in § 19 GasNEV vorgesehene Vergleichsmaßstab verfehlt und unklar. Der in § 21 Abs. 3 GasNEV vorgesehene Vergleich mit Erlösen und Kosten ausländischer Netzbetreiber hilft nicht weiter, da es – soweit bekannt – jedenfalls im Europäischen Ausland sich kreuzende Leitungssysteme wie das der Wingas nicht gibt[17] und damit ein unzulässiger Vergleich mit anderen Monopolmärkten vorgenommen würde.[18]

Das Vergleichsverfahren nach § 19 GasNEV dient zudem nicht wie das in § 21 Abs. 4 EnWG-E vorgesehene Vergleichsverfahren der Aufdeckung ineffizienter Betriebsstrukturen, sondern der Angleichung der Entgelte ohne jede Kostenkontrolle. **Damit ist die Einladung zur kollektiven Preiserhöhung ausgesprochen. Das Signal an den ohnehin notleidenden Gasmarkt wäre fatal und das Vertragsverletzungsverfahren der Europäischen Kommission vorprogrammiert.**

Hinzu kommt, dass § 26 Abs. 1 GasNEV einen Großteil der sonst geltenden Vorschriften über das Vergleichsverfahren auch noch von der Anwendung auf Fernleitungsnetzbetreiber ausnimmt. Es ist völlig unklar, nach welchen Kriterien die Regulierungsbehörde dieses Vergleichsverfahren durchführen soll. Es handelt sich um ein konturenloses, praktisch kaum handbares und deshalb in die Irre führendes Verfahren.

II. Strukturelle Schwächen der GasNEV

Die GasNEV leidet im übrigen an den gleichen Schwächen wie die StromNEV, die allerdings schon im EnWG-E angelegt sind.

1. Realkapitalerhaltung

Das in §§ 4 ff. GasNEV genannte Prinzip der Nettosubstanzerhaltung führt dazu, dass

- den Netzbetreibern ein mit vertretbarem Aufwand praktisch nicht kontrollierbarer Spielraum zur Verdeckung von Gewinnen in den kalkulatorischen Kosten bei der Berechnung der Tagesneuwerte und der Verzinsung fiktiven Kapitals eingeräumt wird,
- der Regulierungsaufwand sich vervielfachen und damit dem allgemeinen Wunsch nach schlanker Regulierung auch im Interesse schonenden Einsatzes von Steuermittel zuwiderlaufen wird.[19]

Das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung sollte durch das Prinzip der Realkapitalerhaltung ersetzt werden, das eine transparente Trennung von Kosten und Gewinn gewährleistet.

2. Effiziente Leistungsbereitstellung

Der Begriff der gaswirtschaftlich rationellen Betriebsführung hat strukturkonservierenden Charakter und sollte durch den zukunftsgerichteten und in anderen Bereichen der Netzregulierung wie z. B. der Telekommunikation

16 http://www.ruhrgas.de/deutsch/unternehmen/chronik/1976.htm.

17 Prognos, Europäischer Vergleich der Netzzugangsentgelte auf der regionalen Ferngasstufe für die überregionalen Ferngasgesellschaften in Deutschland, September 2004, S. 41 ff.

18 Bechtold, GWB, 3. Aufl. 2002, § 19 Rz. 72.

19 s. detaillierter: v. Hammerstein, Schriftliche Stellungnahme zur Anhörung am 29. November 2004 in Berlin, Ausschussdrucksache 15/1526, S. 217 f.

bekannten Begriff der *„effizienten Leistungsbereitstellung“* ersetzt werden.

3. Eigenkapitalverzinsung

In § 7 Abs. 5 Satz 2 GasNEV wird bis zur erstmaligen Festlegung durch die Regulierungsbehörde ein Eigenkapitalzinssatz von 7,8 % festgesetzt. Die Begründung des Verordnungsentwurfs schweigt sich darüber aus, wie dieser Zinssatz ermittelt wurde. Es wird insbesondere nicht erklärt, weshalb der Zinssatz hier auf 7,8 %, in der StromNEV jedoch auf 6,5 % festgelegt wurde. Geht man davon aus, dass der nach § 7 Abs. 3 GasNEV zur Anwendung zu bringende Eigenkapitalzinssatz auf der Basis der zehnjährigen Umlaufrenditen fest verzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten 4,8 % beträgt, so ergebe sich ein Risikozuschlag nach § 7 Abs. 4 GasNEV in Höhe von 3,0 %. Es fehlen jede Anhaltspunkte dafür, dass die netzspezifischen unternehmerischen Wagnisse in der Gaswirtschaft sich in dieser Weise – wenn überhaupt – von den Wagnissen der Stromnetzwirtschaft unterscheiden, der nur ein Risikozuschlag von 1,7 % zugestanden wird. Ein Auslastungsrisiko bestehe hier wie dort aufgrund der in § 10 GasNEV und § 11 StromNEV vorgesehenen periodenübergreifenden Saldierung nicht.

4. Baukostenzuschüsse

In § 9 Satz 1 Nr. 4 GasNEV werden Baukostenzuschüsse als kostenmindernde Positionen erwähnt. Dies ist grundsätzlich richtig für bereits in der Vergangenheit entrichtete Baukostenzuschüsse. Gleichzeitig sollte jedoch klargestellt werden, dass künftig keine Baukostenzuschüsse mehr erhoben werden dürfen. Die Erhebung von Baukostenzuschüssen in der Vergangenheit erfolgte ohne nachvollziehbare Gründe. Sie sollten die Kosten für die „Bereitstellung vorgelagerter Netzebenen“ abdecken. Diese Kosten sind jedoch bereits durch die Netznutzungsentgelte abgegolten und brauchen nicht doppelt durch Baukostenzuschüsse vergütet werden. Sofern durch Baukostenzuschüsse eine Lenkungsfunktion für die Bestellung von Anschlüssen an das Netz bezweckt sein sollte, würde dies bereits durch die Verpflichtung der Anschlussnehmer zur Tragung der Kosten des Anschlusses im Rahmen von § 17 EnWG-E und der noch vorzulegenden Netzanschlussverordnungen abgegolten.

5. Regelzonen, Teilnetze und Kostenwälzung

Die Verordnung folgt dem verfehlten Prinzip der einzelnetzbezogenen Vergabe von Entry/Exit-Kapazitäten. Da eine solche Segmentierung des Marktplatzes in 40 bis 50 einzelne Entry/Exit-Zonen nicht zu einem wettbewerbsfördernden und börsenfähigen Marktplatz für den Handel mit Gas führen wird, sollten nicht nur in der GasNZV, sondern bereits im EnWG-E selbst die Grundlagen für die Festlegung netzübergreifender Entry/Exit-Zonen (Regelzonen) gelegt werden. Ein Vorschlag für die Formulierung ist als **Anlage 2** beigefügt.

Eine Ermittlung von Netznutzungsentgelten für Teilnetze innerhalb des Systems eines Netzbetreibers nach § 14 Abs. 2 GasNEV führt zu einer weiteren Erhöhung der Transaktionskosten. Hier sollte in vergleichbarer Weise wie bei § 14 Abs. 4 StromNEV eine einheitliche Entgeltbildung für die Ein- und Ausspeisung in das Gesamtnetz vorgesehen werden. Zudem sollte das Prinzip der Kostenwälzung wie in der StromNEV verankert werden. Es gibt keinen Grund, die Gasnetzwirtschft hier anders zu behandeln als die Stromnetzbetreiber.

6. Anreizregulierung

Der Verordnungsentwurf enthält keine Bestimmungen, anstelle einer Kostenprüfung Preis- und Erlösobergrenzen vorzugeben. Dadurch würde gegenüber den Netzbetreibern ein Anreiz für kosteneffiziente Kostenstrukturen und gleichzeitig zur Steigerung des beim Netzbetreiber verbleibenden Gewinns gesetzt werden. Mit der folgenden Formulierung könnten in das Gesetz die Grundprinzipien einer Regulierung beschrieben werden und ihre weitere Ausgestaltung Entscheidungen der Regulierungsbehörde bzw. Verordnungen der Bundesregierung vorbehalten bleiben:

„(1) Die Regulierungsbehörde kann die Betreiber von Energieversorgungsnetzen im Rahmen der Genehmigung gem. § [xx] 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.

(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, entsprechend der vergleichbaren Regelung in § 34 TKG gesetzlich verankert.[20] Zwischen den Kostenprüfungen der Regulierungsbehörde, die zur Festlegung der Ausgangsentgelte dienen, folgen diese 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 und zu ihrer Durchführung können dann durch die Regulierungsbehörde angeordnet werden, verbunden mit einer Verordnungsermächtigung an das Bundeswirtschaftsministerium.

20 Vgl. auch Monopolkommission, Netzwettbewerb durch Regulierung, Hauptgutachten 2000/2001, Rz. 782 ff.