

**Erläuterungen zur**  
**Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die**  
**Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2004) geändert wird**  
**(Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung-Novelle 2005, GSNT-VO-Novelle 2005)**

**Allgemeiner Teil**

**Zuständigkeit der Energie-Control Kommission (ECK) und bisherige Gas-Systemnutzungstarife-Verordnungen**

Gem §§ 23 ff GWG iVm § 16 Abs 1 Z 13 E-RBG ist die ECK zur Festsetzung von Tarifen für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft zuständig. Erstmals nahm die ECK diese Zuständigkeit mit der Erlassung der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 188 vom 30. September 2002, wahr. Mit der Erlassung der GSNT-VO 2004 wurde diese – zwischenzeitlich, durch die Verordnung der ECK vom 12. Mai 2003, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 093 vom 15. Mai 2003, novellierte Verordnung – ersetzt.

**GSNT-VO-Novelle 2005**

Mit der vorliegenden Novelle zur GSNT-VO 2004 werden in erster Linie die Tarife neu festgesetzt und begleitend einige Bestimmungen angepasst. Die Tarifänderung erfolgt auf Grund der Ergebnisse des unten näher beschriebenen Kostenprüfungsverfahrens, in dem aktuelle Daten verwertet werden konnten. Überdies werden eingehende Bestimmungen über die Kriterien für die Tarifbestimmung in den Verordnungstext aufgenommen.

Bereits am 15. Juni 2004 hat die ECK beschlossen, jeweils ein Verfahren zur Ermittlung der Systemnutzungstarife Gas für alle Netzbetreiber in Österreich einzuleiten. Gem § 23d GWG war die Energie-Control GmbH (ECG) mit der Durchführung des Ermittlungsverfahrens betraut. In der Folge wurden Erhebungsbögen an die zu prüfenden Unternehmen ausgesandt.

Auf Basis der Angaben in den Erhebungsbögen und der Ermittlungsergebnisse der durchgeführten Vorort-Prüfungen bei den betroffenen Netzbetreibern wurden von der ECG Prüfungsberichte erstellt und diese auf Grund entsprechender Beschlüsse der ECK ab Juni 2005 den jeweiligen Unternehmen zur Stellungnahme übersandt. Darüber hinaus wurden den Unternehmen auf Grundlage der Ermittlungsergebnisse errechnete Tarifvorschläge mit der Einladung zur Stellungnahme übermittelt.

Unter Berücksichtigung der schriftlich und mündlich vorgebrachten Stellungnahmen der Netzbetreiber wurde nach den im besonderen Teil der Erläuterungen beschriebenen Grundsätzen die nun vorliegende Novelle zur GSNT-VO 2004 erstellt.

Die Ermittlungsergebnisse brachten eine spürbare Senkung der Systemnutzungstarife in allen Netzbereichen mit Ausnahme des Netzbereichs Tirol, der aufgrund der beträchtlichen Investitionskosten weiterhin überdurchschnittlich belastet ist. In den übrigen Netzbereichen wirkten sich Rationalisierungserfolge der Unternehmen, die seit dem letzten Prüfungszeitraum 2001 wirksam wurden, positiv aus. Weiters hat eine Steigerung der abgegebenen Mengen zu einer Senkung der Durchschnittskosten pro Einheit geführt. Weitere Ursachen der Tarifsenkungen sind niedrige Finanzierungskosten, die gesunkene Körperschaftsteuerbelastung sowie die erstmalige Umsetzung von Zielvorgaben, die von der ECK bereits im Zuge der Ermittlungen für die Systemnutzungstarife Strom in bewährter Weise zur Anwendung gebracht wurden.

Die erstmals am 1. Oktober 2002 geschaffene Struktur der Netztarife Gas durch einheitliche Zonen und Staffeln hat sich innerhalb ihrer dreijährigen Anwendung dem Grunde nach bewährt. Die ECK hat allerdings etliche Vorschläge seitens der Marktteilnehmer zur Adaptierung, Vereinheitlichung und Erweiterung des Tarifgefüges aufgegriffen, die gesondert erläutert werden.

## **Besonderer Teil**

### **Zu § 2 Begriffsbestimmungen**

#### **Zu § 2 Z 1**

In der Vergangenheit wurden regelmäßig unterschiedliche Abrechnungsperioden herangezogen, obgleich die Zoneneinteilung in § 5 Abs 8 von einer jährlichen Abrechnung ausgeht. Um die Vergleichbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Abrechnungen zu gewährleisten, wird die Abrechnungsperiode nunmehr grundsätzlich mit 365 bzw 366 Tagen (Schaltjahr) festgelegt. Weicht der Zeitraum zwischen den Ablesungen für eine Abrechnungsperiode von 365 Tagen ab, so sind die Mengenzonen aliquot anzupassen. Zur Nachvollziehbarkeit dieser Berechnung ist auf der Rechnung die Anzahl der Kalendertage, die der Abrechnung zu Grunde gelegt werden, anzugeben. Die Zonen und Staffeln sind jedoch auch in diesem Fall, wie auch im Fall eines Versorgerwechsels, zu durchlaufen. Jedenfalls darf eine sachlich zu begründende Unterschreitung der Abrechnungsperiode nicht zu Benachteiligungen der Kunden führen.

#### **Zu § 2 Z 6**

Aufgrund der Auswertungen der Regelzonenführer hat sich gezeigt, dass der durchschnittliche Brennwert vom früher gültigen Wert von 11,07 kWh/m<sup>3</sup> auf einen stabilen Wert von 11,11 kWh/m<sup>3</sup> angestiegen ist. Dieser Änderung der physikalischen Gegebenheiten wird durch die Änderung Rechnung getragen.

### **Zu § 3 Umschreibung der Netzbereiche**

#### **Zu § 3 Z 2 lit b, c, f und i**

Die Umschreibung der Netzbereiche bleibt unverändert. Mit den Änderungen werden die in der Verordnung angeführten Firmenwortlaute den tatsächlichen Verhältnissen angepasst.

### **Zu § 5 Bestimmung des Netznutzungsentgelts**

#### **Zu § 5 Abs 3**

In § 5 Abs 3 wurden die Bestimmungen zum Umrechnungsfaktor von Betriebs- auf Normkubikmeter aufgrund der Erfahrungen der vergangene Monate sprachlich bereinigt und konkretisiert.

#### **Zu § 5 Abs 8**

Das für die Netznutzung zu entrichtende Entgelt (Systemnutzungsentgelt) setzt sich aus dem Netznutzungsentgelt, dem Entgelt für Messleistungen sowie einem allfälligen einmalig zu leistenden Netzbereitstellungsentgelt und dem Netzzutrittsentgelt zusammen.

Das Netzbereitstellungsentgelt ist eine einmalige Zahlung, die bei Anschluss an das Netz entrichtet werden muss, um die Investitionen in das vorgelagerte Netz abzudecken. Hier ist

jedoch ein Augenmerk auf den Gesamtkostencharakter des Systemnutzungsentgelts zu legen: Wird ein Netzbereitstellungsentgelt verordnet, so verrechnet der Netzbetreiber mit dem Netzbereitstellungsentgelt die Kosten des zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbaus des Netzes betreffend die Netzebenen 2 und 3, die nicht über Netzzutrittsentgelt und Netznutzungsgebühr abgegolten werden, im Ausmaß der vereinbarten Inanspruchnahme des Netzes. Das Netzbereitstellungsentgelt ist dem Kunden diskriminierungsfrei nach dem Verursachungsprinzip anlässlich der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses oder der Änderung eines Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität einmalig als Pauschale in Rechnung zu stellen.

Weiters hat der Netzbenutzer dem Netzbetreiber die Aufwendungen, die mit der Herstellung seines Anschlusses an das Netz verbunden sind, durch Bezahlung des Netzzutrittsentgelts abzugelten. Dieses Netzzutrittsentgelt ist aufgrund der tatsächlichen Aufwendungen des Netzbetreibers zu berechnen und wird nicht in dieser Verordnung festgelegt. Bei Netzanschlüssen kann eine Pauschalierung auf Basis der gesamten Aufwendungen des Netzbetreibers für die Herstellung von vergleichbaren Anschlüssen erfolgen. Der Netzbetreiber kann eine Teilvorauszahlung oder eine entsprechende Sicherheitsleistung verlangen. Das Netzzutrittsentgelt entfällt, wenn der Netzbenutzer die Aufwendungen für den Netzanschluss selbst getragen hat.

Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten. Davon sind insbesondere nachstehende Leistungen umfasst:

- Abgeltung für die Nutzung sämtlicher vorgelagerter Netzebenen
- Übernahme des Erdgases gemäß den Fahrplänen der Sonstigen Marktregeln bis zur maximal vereinbarten Transportkapazität am Einspeisepunkt und Bereitstellung am Entnahmepunkt
- Befüllung des Netzes mit Erdgas durch den Netzbetreiber
- Druckhaltung: Der Netzbetreiber stellt in Zusammenarbeit mit dem Regelzonenführer gemäß den gesetzlichen Bestimmungen des GWG die Druckhaltung und das Gleichgewicht von Einspeisung und Entnahme unter Berücksichtigung einer wirtschaftlichen Fahrweise sicher.
- Steuerung des Gasflusses: Die Systemsteuerung beinhaltet insbesondere die Steuerung des Gasflusses, die Erstellung von Erdgasbilanzen, den Ausgleich von Messdifferenzen und den Eigenverbrauch sowie die Bereitstellung von Regelenergie.
- Odorierung von Erdgas durch den Netzbetreiber
- Störungs- und Erdgasgebrechendienst: Für die Behebung allfälliger im Netz auftretender Störungen und Gebrechen und für Maßnahmen zur Beseitigung von Gefahren in gastechnischen Anlagen im Rahmen seiner gesetzlichen Verpflichtungen stellt der Netzbetreiber einen permanenten 24-Stunden-Notdienst sicher (Störungs- und Erdgasgebrechendienst).
- Kosten der Regelzonenführung und Kosten der Regulierung

Durch das Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber von den Kunden und sonstigen Netzbenutzern jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählleinrichtungen, der Eichung und der Datenablesung verbunden sind. Das Entgelt für Messleistungen ist grundsätzlich aufwandsorientiert zu verrechnen. Die in den Berechnungen genannten Preise sind als Höchstpreise zu verstehen.

Zur Steigerung der Transparenz des für die Netznutzung zu zahlenden Entgeltes in den Ebenen 2 und 3 sind diese Entgelte gesondert auf den Rechnungen für die Netznutzung auszuweisen (vgl dazu die im Anhang angeführte Musterrechnung).

Das Netznutzungsentgelt für Entnehmer und Einspeiser aus inländischer Produktion wird pro Netzbereich einheitlich verordnet, auch wenn in einem Netzbereich mehrere Netzbetreiber bestehen, wie dies etwa in Oberösterreich, Kärnten, Steiermark und Vorarlberg der Fall ist. Gem § 23c Abs 1 GWG sind hier erforderlichenfalls Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern durchzuführen. Näheres ist in der Verordnung der Energie-Control GmbH, mit der die Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern in der Gaswirtschaft geregelt werden (Gas-Ausgleichszahlungsverordnung, GAZ-VO), zu bestimmen. Diese Vorgehensweise dient der gesetzlich geforderten Einheitlichkeit der Tarifstruktur.

### **Finanzierungskosten**

Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit für die Versorgungssicherheit betreffend Erdgasfern- und -verteilerleitungen. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, so verlangen sie dafür üblicherweise aufgrund des Opportunitätskostenprinzips eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in eine Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten.

Die im Zuge der Bestimmung von Systemnutzungstarifen gewonnenen Erfahrungen sowie die steigende Komplexität der betrieblichen Finanzierung und die Erkenntnisse anderer regulierter Bereiche im In- und Ausland führten zu Untersuchungen, inwieweit die Ermittlung der Finanzierungskosten bestmöglich modernisiert und weiterentwickelt werden kann.

Die Systematik sollte folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

- Marktgerechte Abgeltung des entstehenden Risikos
- Anreizwirkung zur Optimierung der Finanzierungsstruktur
- Konsistente Anwendung bei allen Unternehmensgrößen und -strukturen
- Transparente und überprüfbare Ermittlungsvorschriften
- Kein Eingriff in unternehmensspezifische Finanzierungsentscheidungen

Hierbei wurde die Ermittlung der Finanzierungskosten gemäß einem WACC-Ansatz (weighted average cost of capital – gewichteter Eigen- und Fremdkapitalzinssatz), der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet, vorgenommen. Dieses Verfahren wird von den europäischen Regulierungsbehörden in verschiedenen Formen angewendet und wird auch von der ECK bei der Ermittlung der Systemnutzungstarife Strom zur Anwendung gebracht.

Zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten sind folgende Parameter zu bestimmen:

- Risikoloser Zinssatz
- Marktrisikoprämie
- Beta-Faktor (Maß für nicht diversifizierbares Risiko)
- Kapitalstruktur
- Fremdkapitalzinsen

Zu diesem Problemkreis lagen bereits bei der Erlassung der GSNT-VO 2004 folgende Gutachten vor:

- Bernhard Haider: „Gutachten zur Bestimmung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für Gasnetzbetreiber in Österreich“, November 2003
- London Economics (im Auftrag des Fachverbandes Gas / Wärme): „Die Ermittlung des gewogenen durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) für Gasnetzbetreiber in Österreich“, Juli 2003
- Dockner/Zechner (im Auftrag der EVN AG): „Gutachten zur Ermittlung eines angemessenen Kapitalkostensatzes für Gasnetzbetreiber in Österreich“, August 2003

Die ECK hat sich im Zuge der Erlassung der GSNT-VO 2004 eingehend mit diesen Gutachten und Vorbringen der Netzbetreiber auseinandergesetzt (vgl dazu auch die Erläuterungen zur GSNT-VO 2004). Von diesen grundsätzlichen Erwägungen ist die ECK auch bei Erlassung der vorliegenden Novelle geleitet. Freilich wurden die für die Berechnung heranzuziehenden Daten aktualisiert:

Der risikolose Zinssatz entspricht dem Zinssatz für Staatsanleihen. Für die Bestimmung des risikolosen Zinssatzes stehen einerseits historische Daten (Durchschnittswerte österreichischer Staatsanleihen), aber auch stichtagsbezogene Werte zur Verfügung. Im Gutachten London Economics wird die durchschnittliche Rendite von zehnjährigen österreichischen Staatsanleihen unter einem zukunftsorientierten risikolosen Zinssatz basierend auf dem Durchschnitt der letzten Jahre von Jänner 1999 iHv 5,0 % ermittelt. Da es sich bei der Bestimmung von Systemnutzungstarifen um eine zukunftsorientierte Entscheidung handelt, sind möglichst aktuelle, für die Zukunft relevante Parameter zu berücksichtigen. Diese Vorgehensweise wird im Gutachten Haider gewählt. Als Grundlage für aktuelle Markterwartungen über zukünftige Zinssätze bzw Inflationserwartungen wird der aktuelle Zinssatz österreichischer Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von 10 Jahren herangezogen. Auf Basis einer Stichtagsbetrachtung wurde die letzt verfügbare Rendite einer langfristigen österreichischen Bundesanleihe herangezogen. Die Rendite beträgt für August 2005 3,29 % (Quelle: OeNB-Homepage Internationale Zinssätze, Renditen langfristiger staatlicher Schuldverschreibungen, Wert Österreich, August 2005; [http://www.oenb.at/de/stat\\_melders/datenangebot/internat\\_vergleiche/zinssaetze/zinssaetze\\_und\\_renditen.jsp](http://www.oenb.at/de/stat_melders/datenangebot/internat_vergleiche/zinssaetze/zinssaetze_und_renditen.jsp))

Die Marktrisikoprämie wird aus dem Vergleich der Renditen im Aktienmarkt und Renditen längerfristiger staatlicher Anleihen gewonnen. Abhängig vom Betrachtungszeitraum sowie vom relevanten Kapitalmarkt weichen die Marktrisikoprämien zum Teil stark voneinander ab. Von London Economics wird die Marktrisikoprämie mit 6,13 % ermittelt. Auf Basis empirischer Untersuchungsergebnisse (Bandbreite von 4,5 % bis 5,5 %) wird von Haider die Marktrisikoprämie mit 5 % angesetzt. Diese wird auch im Gutachten Dockner/Zechner in derselben Höhe angesetzt. Aus Sicht der verordnungserlassenden Behörde liegt die relevante Marktrisikoprämie daher bei 5 %.

Das unverschuldete Beta, das heißt die Risikoeinschätzung des nicht diversifizierbaren Risikos, ist für Netzbetreiber einzuschätzen. Ein Betawert von 1 entspricht definitionsgemäß der Markterwartung des Gesamtmarktes. Die Bandbreite des unverschuldeten Beta von 0,3 bis 0,35 (verwendeter Mittelwert 0,325) wird seitens der ECK weiterhin als angemessen betrachtet, da keine Änderung der Rahmenbedingungen und somit der Risikoeinschätzung der

Netzbetreiber zu beobachten waren. Es wird daher das arithmetische Mittel in Höhe von 0,325 als Beta-Faktor herangezogen.

Die zugrunde liegende Kapitalstruktur, also die Aufteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital, hat maßgeblichen Einfluss auf die gewichteten Finanzierungskosten. Im Gutachten Haider wird von einem Anteil des Eigenkapitals von 40 % bis 50 % ausgegangen. Im Vergleich dazu führt London Economics einen Anteil des Eigenkapitals von 40 % bis 45 % aus – die Gutachter Dockner/Zechner führen einen Anteil von 58 % Eigenkapital an.

Durch die Auswertung letzt verfügbarer Daten und die dadurch entstehende bessere Datenqualität ergibt sich ein genaues Bild der durchschnittlichen Kapitalstruktur der österreichischen Gasunternehmen. Die bislang angewendete durchschnittliche Kapitalstruktur von 45 % Eigenkapital, 40 % verzinsliches Fremdkapital und 15 % unverzinsliches Fremdkapital wurde durch die aktuellen Auswertungen des Geschäftsjahres 2003 bestätigt. Bei der Berechnung der Kapitalstruktur wird weiterhin von einem um die Baukostenzuschüsse reduzierten Vermögen ausgegangen. Das unverzinsliche Fremdkapital setzt sich aus den unverzinslichen Rückstellungen, den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und den übrigen passiven Rechnungsabgrenzungsposten (ohne Baukostenzuschüsse, die bereits direkt abgezogen wurden) zusammen.

Das Gutachten von London Economics geht davon aus, dass ein Risikozuschlag auf den risikolosen Zinssatz für Fremdkapital in Höhe von 221 Basispunkten angemessen ist, um die Fremdkapitalkosten zu bestimmen. Von Haider wird ebenfalls ein Zuschlag zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten angesetzt, dieser allerdings mit 60 Basispunkten fixiert. Dieser Wert ist nach den Erwägungen der verordnungserlassenden Behörde auch bei der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen heranzuziehen.

Es ist zu beachten, dass dieser Finanzierungssatz lediglich auf das verzinsliche Kapital angewendet wird. Auf Basis der Kapitalstrukturen wurde ein repräsentativer Branchendurchschnitt untersucht und eine durchschnittliche Kapitalstruktur ermittelt, anhand derer ein repräsentativer Schnitt unverzinslich zur Verfügung stehender Kapitalteile ermittelt wurde. Hierbei wurde ausgehend von der Aktiv-Seite der entsprechenden entflochtenen Bilanz zum Ende des Geschäftsjahres Finanzanlagen, Wertpapiere und Anteile, Kassenbestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten sowie Baukostenzuschüsse und etwaig festgestellten Korrekturen in Abzug gebracht.

Auf Basis der zum Zeitpunkt der jeweiligen Gutachtenserstellung relevanten Parameter sowie der entsprechenden Verteilung von Eigen- und Fremdkapital ermittelt der Gutachter Haider einen durchschnittlichen Finanzierungzinssatz (WACC) iHv 6,78 % bis 7,31 % vor Steuern. Dem gegenüber führen London Economics eine Bandbreite von 10,31 % bis 10,39 % vor Steuern bzw die Gutachter Dockner/Zechner eine Bandbreite von 8,40 % bis 8,86 % vor Steuern an.

Die Höhe der verzinslichen Kapitalbasis wurde unternehmensspezifisch anhand der Unbundling-Bilanzen ermittelt, welche bei der Kalkulation angemessener Finanzierungskosten als Grundlage dient und in der Kalkulation der Finanzierungskosten Berücksichtigung fand.

Die zum In-Kraft-Treten der GSNT-VO-Novelle 2005 relevanten Parameter zeigen folgendes Ergebnis: Unter Berücksichtigung eines risikolosen Zinssatzes von 3,29 %, einer Marktrisikoprämie von 5 % und einem unverschuldeten Beta von 0,325 ergibt sich ein

Eigenkapitalkostensatz von rund 8,54 % vor Steuern. Der Fremdkapitalkostensatz beträgt rund 3,89 % vor Steuern. Unter Zugrundelegung dieser adaptierten und von der ECK als angemessen erachteten Parameter erhält man bei einem Eigenkapitalanteil von 45 % und einem verzinslichen Fremdkapitalanteil von 40 % einen gewogenen Kapitalkostensatz (WACC) von 5,40 % (6,35 % von 85 % der Basis) p.a. vor Steuern.

<b>Ableitung WACC</b>	<b>GSNT-VO 11/2005</b>
<b>risikoloser Zins</b>	<b>3,29%</b>
Marktrisikoprämie	5,00%
<b>Betafaktor</b>	<b>0,325</b>
<b>Risikozuschlag für Fremdkapital</b>	<b>0,60%</b>
Eigenkapital	45,00%
Fremdkapital (verzinslich)	40,00%
Fremdkapital (unverzinslich)	15,00%
Gesamtkapital	100,00%
Steuersatz	25,00%
Betafaktor (verschuldet)	0,623
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuer)	6,40%
<b>Eigenkapitalzinssatz (vor Steuer)</b>	<b>8,54%</b>
Fremdkapitalzinssatz (nach Steuer)	2,92%
<b>Fremdkapitalzinssatz (vor Steuer)</b>	<b>3,89%</b>
WACC (nach Steuer)	4,05%
<b>WACC (vor Steuer)</b>	<b>5,40%</b>
<b>v. 85 % der Basis</b>	<b>6,35%</b>
Aktualität: risikoloser Zins	Aug.05

*Tabelle 1: Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC) – Stand August 2005*

## **Grundsätze der Kostenzuordnung für integrierte Unternehmen**

Integrierte Erdgasunternehmen müssen gem § 7 Abs 4 GWG eine nachvollziehbare und transparente sowie verursachungsgerechte Abgrenzung der Kosten für Erdgasfernleitungen, -verteilerleitungen und -speichertätigkeiten sowie für sämtliche Tätigkeiten außerhalb des Erdgasbereiches vornehmen.

Dies erfolgt durch ein Szenario vollständig entflochtener Unternehmen, die ihre Aktivitäten gleichwertig gegenüberstellen und Synergievorteile fair und symmetrisch aufteilen.

Die im Auftrag der verordnungserlassenden Behörde durchgeführten Prüfungen der Kostenbasis betroffener Unternehmen für die Bestimmung des Systemnutzungsentgelts haben gezeigt, dass die Zuordnung der Kosten der einzelnen Unternehmen zu den jeweiligen Tätigkeitsbereichen nicht durchgängig auf transparente und nachvollziehbare Weise geschieht. So wird beispielsweise bei der Aufteilung der Kosten für Kundenberatung von einem Konzept ausgegangen, das noch aus einer Zeit stammt, in welcher der Markt erst für einen Teil der Kunden geöffnet war. Seit der Liberalisierung des Erdgasmarktes für alle Kunden ist jedoch in dieser Hinsicht von anderen Voraussetzungen und einer geänderten adäquaten Aufteilung dieser Kosten auszugehen.

Grundsätzlich wurde bei der Aufschlüsselung der Kosten nicht von allen Unternehmen eine sachlich gerechtfertigte Belastung der Netzkosten im Vergleich zu den Belastungen des

Wettbewerbsbereichs und der sonstigen Bereiche durchgeführt. Zur Vermeidung von Diskriminierungen wurden diese übergreifenden Bereiche einer besonders sorgfältigen Prüfung unterzogen.

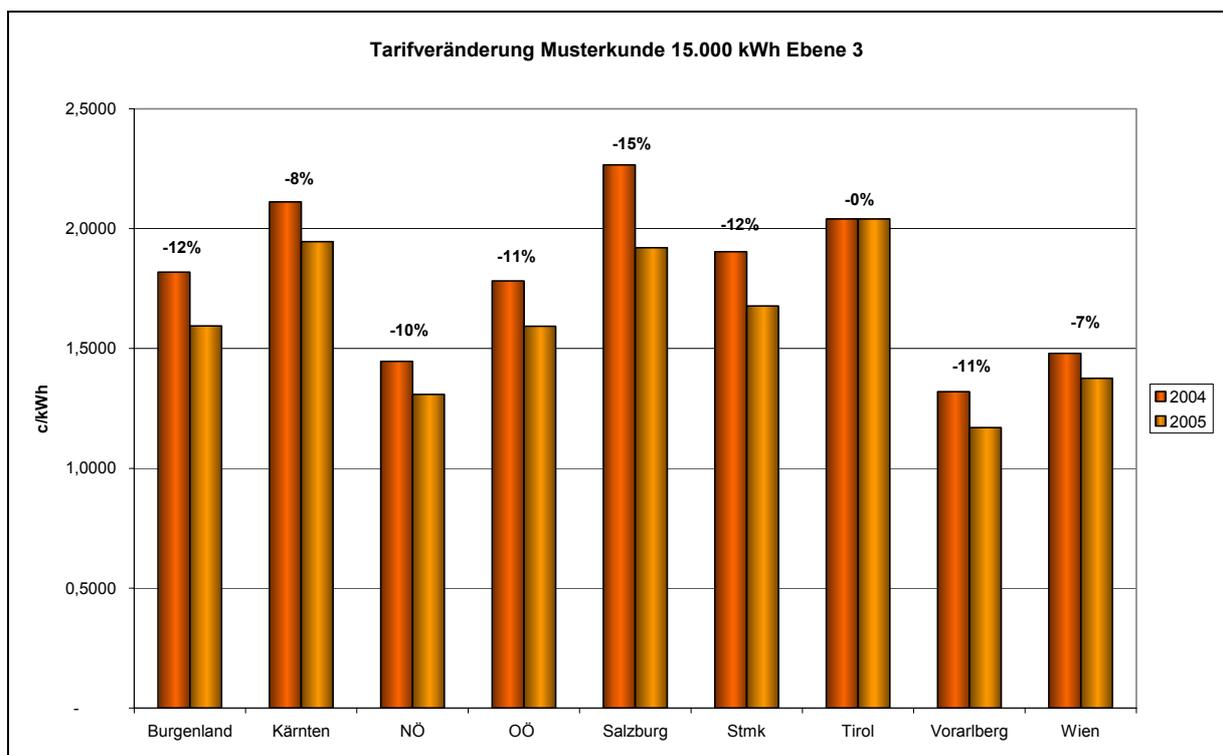
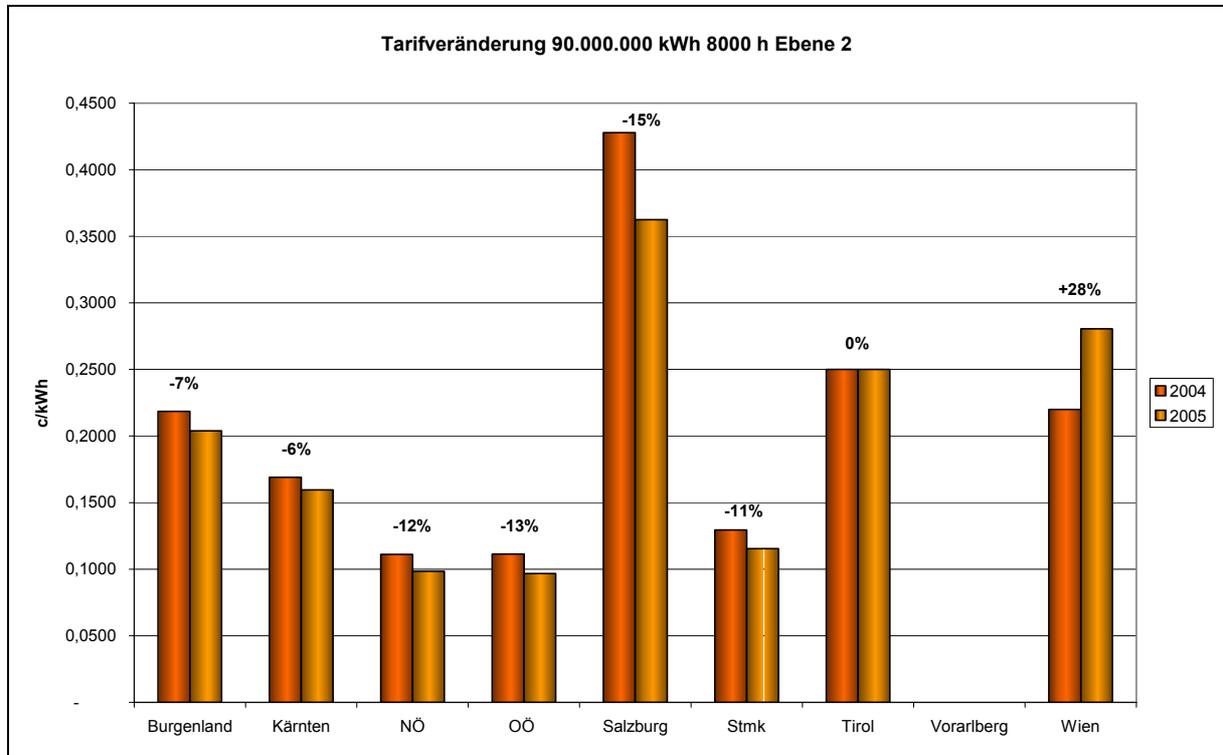
Die Zuordnung der Kosten hat prinzipiell direkt, auf Ebene des Einzelkontos bzw des Einzelbelegs, zu erfolgen. Sofern eine direkte Zuordnung nicht möglich ist oder mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden ist, kann eine Schlüsselung, die den Grundsätzen der Nachvollziehbarkeit und Sachlichkeit entspricht, vorgenommen werden. Eine materielle Sachgerechtigkeit der Aufteilung ist dann gegeben, wenn sie entsprechend den wahren wirtschaftlichen Verhältnissen erfolgt. Von einer Nachvollziehbarkeit für Dritte kann gesprochen werden, wenn eine ausreichende Dokumentation, etwa in Form von Stundenaufzeichnungen jener Mitarbeiter, die bereichsübergreifend tätig sind, vorgelegt werden kann. Weiters können beispielsweise Organigramme und Funktionsbeschreibungen zur Plausibilisierung herangezogen werden.

Sofern die Vorgehensweise der jeweiligen Unternehmen nicht nachvollziehbar und transparent dokumentiert wurde und/oder keiner Plausibilitätsprüfung standhielt, wurden von der verordnungserlassenden Behörde insbesondere die Personal- und Verwaltungskosten nach einer sachgerechten Schlüsselung auf die einzelnen damit belasteten Unternehmensbereiche aufgeteilt.

Zur Kostenwälzung und zum neu eingeführten Produktivitätsfaktor vgl. unten die Ausführungen zu § 7 Abs 4 bzw § 10 Abs 3 und 5.

## Grafische Darstellung der Netznutzungsentgelte

Die in der GSNT-VO-Novelle 2005 umgesetzte Anpassung der Netznutzungsentgelte wird anhand zweier Standardabnahmefälle jeweils für Netzebene 2 (90.000.000 kWh/ 8.000 h) und Netzebene 3 (15.000 kWh) gezeigt:



### **Zu § 5 Abs 8 Z 3 Netznutzungsentgelt für Erdgastankstellen**

Über Anregung wird mit der GSNT-VO-Novelle 2005 erstmals ein Tarif in allen Netzbereichen für Anlagen, die zum Betanken erdgasbetriebener Fahrzeuge dienen, bestimmt. Mit diesem besonderen Tarif soll die Entwicklung in diesem dynamischen Segment entsprechend berücksichtigt werden.

Der Tarif findet, mit Ausnahme jener Anlagen, die ausschließlich vom Netzbetreiber zum Betanken von betriebseigenen Erdgasfahrzeugen betrieben werden, grundsätzlich für alle Anlagen zum Betanken erdgasbetriebener Fahrzeuge Anwendung.

Durch die technischen Bedingungen des Verdichtereinsatzes bei Erdgastankstellen käme es zu einer massiven Schlechterstellung gegenüber anderen Netzkunden, dem aber keine tatsächliche Mehrbelastung des Netzes gegenübersteht. Dies ist insbesondere durch den hohen Kurzfrist-Leistungsbedarf des Verdichters bedingt, der Leistungsspitzen zufällig über den Tag und nicht (wie im Falle des typischen Heizkunden) konzentriert in den für den Netzbetreiber kritischen Stunden verteilt.

§ 4 Abs 1 Z 1 GWG verlangt von den Netzbetreibern, Kunden eines Netzes bei gleicher Charakteristik der Transportleistung gleich zu behandeln. Daraus kann der Umkehrschluss gezogen werden, dass bei nicht gleicher Charakteristik der Transportleistung eine unterschiedliche Behandlung möglich ist. Die Einzigartigkeit der Charakteristik der Transportleistung für Erdgastankstellen erfordert daher eine tarifliche Sonderbehandlung, die bei einer angemessenen Verteilung der Netzkosten auf die Netzbenutzer (§ 3 Z 3 GWG) gerechtfertigt ist. Aufgrund der noch sehr geringen Tankstellendichte von insgesamt 28 öffentlichen Erdgastankstellen in ganz Österreich ist eine Durchschnittsbetrachtung der Leistungskomponente zulässig.

Mit dem Tarifmodell soll das Leistungsmodell angenähert, aber gleichzeitig die besonderen Bedingungen von Erdgastankstellen berücksichtigt werden. Die unterschiedliche Höhe der Pauschalbeträge im Arbeitspreis- und Tankstellenmodell erklärt sich aus der im letzteren Fall nötigen Abdeckung der Leistungskomponente, wobei durch Beachtung des Gleichzeitigkeitsfaktors die tatsächliche Netzbelastung entsprechend berücksichtigt wird. Die errechneten Netzentgelte nehmen eine Mittelposition zwischen Bandkunden und Heizkunden ein, dh eine für das Netz günstigere Fahrweise (Bandkunde) wird im Tarifsystem auch dementsprechend berücksichtigt.

## **Zu § 5 Abs 8 Z 4**

Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser ist in den Netzbereichen Oberösterreich und Niederösterreich zu bestimmen.

### **Einspeiseentgelt Netzbereich Niederösterreich**

Erdgas wird mit relativ konstanter Leistung in Baumgarten importiert. Aufgrund der saisonal unterschiedlichen Verbrauchsstruktur werden die im Sommer importierten aber nicht konsumierten Erdgasmengen eingespeichert. Für die Einspeicherung und auch für die Entnahme (in den Herbst- und Wintermonaten) aus den OMV Speichern in Niederösterreich ist die Benutzung des Primärverteilersystems (PVS) erforderlich.

Ebenso wird das Brenngas für den Betrieb der Kompressorantriebe (Gasturbinen), Glykolregenerationen usw der Erdgasspeicher durch das PVS System zum Nutzen des Netzbenutzers transportiert (Speicherbetreiber im Falle, dass der Speicherbetreiber das Brenngas in den Speicherleistungen inkludiert hat und oder dasjenige Unternehmens welches das einzuspeichernde und in weiterer Folge zu entnehmende Erdgas samt Brenngas zum Speicher transportiert). Der durch diese Transporte benutzte PVS-Anteil und die daraus resultierenden PVS-Kosten sind durch den jeweiligen Netzbenutzer abzudecken.

Aus der installierten Kompressorantriebsleistung wird – unter Zuhilfenahme des Wirkungsgrades von Gasturbinen – die benötigte Spitzenleistung für den Brenngastransport (Leistungskomponente) errechnet. Ebenso wurde die durch das PVS transportierte Brenngasmenge (Arbeitskomponente) – unter Berücksichtigung der Volllastbetriebsstunden pro Jahr ermittelt.

Mittels Multiplikation von 70 % der PVS-Kosten mit der Relation der benötigten Spitzenleistung für die Brenngastransporte zur relevanten Spitzenleistung des PVS wurden die Leistungskomponentenkosten ermittelt.

Die Arbeitskomponente wurde ermittelt, indem 30 % der PVS-Kosten mit dem Verhältnis der für den Speicherbetrieb transportierten zu der im PVS transportierten Erdgasmenge multipliziert wurden. Die Summe aus der Leistungs- und Arbeitskomponente ist durch den jeweiligen Netzbenutzer abzudecken.

### **Einspeiseentgelt Netzbereich Oberösterreich**

Gemäß § 23a Abs 6 hat die Energie-Control Kommission jedenfalls Netznutzungstarife für die Netzebenen 2 und 3 (§ 23b Abs 1 Z 2 und 3) für Entnehmer und Einspeiser von Erdgas durch Verordnung zu bestimmen. Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser aus inländischer Produktion fällt im Netzbereich Oberösterreich an, da Erdgas von der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG) als inländischer Produzent gefördert wird und der Netzbetreiber des Netzes, in welches der inländische Produzent einspeist, das Netz oder zumindest Teile davon so dimensioniert und betreibt, dass als Konsequenz erhebliche Abweichungen vom möglichen wirtschaftlichen Optimum auftreten. Dies bedeutet, dass aufgrund des niedrigeren als dem wirtschaftlich optimalen Betriebsdruckniveaus die Rohrleitungsdimension größer ausgeführt werden muss, um dieselbe Erdgasmenge durchzuleiten. Unter diesem Aspekt werden bzw wurden seitens der Oberösterreichischen Ferngas Aktiengesellschaft (OÖFG

AG) entsprechende Investitionen getätigt und fallen höhere Betriebskosten an. Ebenfalls sind die für die aufwendigere Drucksteuerung des Netzes erforderlichen höheren Personal- und Investitionskosten zu berücksichtigen. Diese höheren Kosten werden dem Netzbetreiber OÖFG AG durch den Verursacher RAG als Produzent mit Leistung des Entgelts für Einspeiser aus inländischer Produktion ersetzt.

Um aber den Gesamtkomplex zu erfassen sind hier auch die durch einen höheren Betriebsdruck hervorgerufenen Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Unter die Opportunitätskosten fallen speziell die erforderliche größere Erdgasvorwärmleistung und die daraus resultierenden höheren Investitionskosten für diese technischen Ausrüstungen. Ebenfalls sind auch die höheren Betriebskosten zu berücksichtigen, welche durch die größere Erdgasmenge, die als Brenngas für die Vorwärmung erforderlich wäre, entstehen.

Darüber hinaus beansprucht der Produzent RAG das für die Inlandsversorgung erforderliche Rohrleitungssystem (nachfolgend: „Inlandsrohrleitungssystem“) der OÖFG AG für Transporte zwischen Produktion und Speicher, die dazu dienen, das auf diesen Rohrleitungen transportierte Erdgas – nach der Entnahme aus dem „Inlandsrohrleitungssystem“ (ca. 25 bar-Schiene) – mittels RAG-eigenen Kompressionsanlagen in Puchkirchen auf ein höheres Druckniveau zu heben und wiederum in das „Inlandsrohrleitungssystem“ auf einem höheren Druckniveau (ca. 50 bar-Schiene) einzuspeisen und damit den Absatz der RAG-Produktion sicher zu stellen. Dies geschieht ausschließlich zum Nutzen der RAG, und somit sind seitens RAG die Kosten des für diese Betriebsweise erforderlichen „Inlandsrohrleitungssystems“ zu tragen.

Somit wurde unter Heranziehung der diesbezüglichen Messwerte und der Kosten des relevanten Inlandsrohrleitungssystems das von RAG zu leistende Entgelt ermittelt.

## **Zu § 6 Entgelt für Messleistungen**

### **Zu § 6 Abs 1**

Aus § 23 Abs 1 GWG iVm § 23 Abs 3 geht hervor, dass durch das Entgelt für Messleistungen dem Netzbetreiber von den Kunden jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten werden, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind.

Es hat sich gezeigt, dass die Entgelte für Messleistungen, für die von der Behörde nur Höchstpreise festgelegt werden und deren tatsächlich verrechnete Höhe von den Netzbetreibern festgelegt wird, nicht in ausreichender Transparenz vorliegen bzw zugänglich gemacht wurden. Es wird deshalb klargestellt, dass die Entgelte in geeigneter Form, etwa im Internet, zu veröffentlichen sind.

Ergänzend sei festgehalten, dass von den angeführten Messleistungen jene zu unterscheiden sind, welche im Zusammenhang mit der Einspeisung (aus Import/Export, Speicher oder Inlandsproduktion) erbracht werden und deren Kosten den Kunden direkt zuordenbar sind. Zu beachten ist hier, dass der Kundenbegriff des GWG nicht nur Endverbraucher sondern auch Erdgashändler und darüber hinaus all jene Erdgasunternehmen umfasst, die Erdgas kaufen, und das System des GWG davon ausgeht, dass nicht nur Endverbraucher sondern auch die anderen vom Kundenbegriff des GWG umfassten Marktteilnehmer zur Entrichtung eines Messentgelts verpflichtet sind.

Hierbei sind diesen Netzbenutzern seitens des Netzbetreibers gem § 23a Abs 8 GWG aufwandsorientierte Messentgelte zu verrechnen, wobei gem § 23 Abs 3 GWG das Entgelt für Messleistungen zu vermindern ist, soweit Messeinrichtungen von den Netzbenutzern selbst beigestellt werden. Von einer behördlichen Festlegung von Höchstpreisen für Messleistungen im Zusammenhang mit der Einspeisung wird vorerst abgesehen, da in diesem Marktsegment schutzwürdige Verbraucherinteressen derzeit nicht betroffen sind.

Den hiervon Betroffenen steht frei, sich direkt an die Energie-Control GmbH betreffend einer Analyse der zur Verrechnung gelangten Messleistungen für Einspeisung zu wenden.

### **Zu § 6 Abs 2**

Gem § 6 Abs 1 können Kunden mit Lastprofilzählern die Messeinrichtungen selbst beistellen und ist in diesem Fall nur das in § 6 Abs 4 beschriebene Entgelt zu leisten. Da Errichtung und Demontage dieser selbst beigestellten Messeinrichtungen nicht durch den Netzbetreiber erfolgen müssen, ist vom Netzbetreiber für diese Leistungen ein Kostenvoranschlag zu erstellen, um dem Kunden die Möglichkeit eines Preisvergleiches zu gewähren. Die Änderung der Formulierung dieser Bestimmung soll Unklarheiten bei der Auslegung, die sich in der Praxis ergeben haben, ausräumen. Klargestellt wird insbesondere, dass diese Regelung auch bei einem Zählertausch anwendbar ist und auch dann, wenn der Netzbetreiber die Arbeiten durch einen Dritten vornehmen lässt.

### **Zu § 7 Allgemeine Grundsätze der Kostenermittlung**

Die Vorgaben für die Ermittlung der dem Grundsatz der Kostenverursachung entsprechenden Kosten, welche dem kostenorientierten Netznutzungstarif zugrunde liegen, finden sich in § 23a Abs 2 GWG. Gem § 3 Abs 3 lit c) E-RBG ist der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit ermächtigt, eine Verordnung über die Grundsätze, die bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife gem §§ 23 bis 23e GWG anzuwenden sind, zu erlassen. Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit hat von dieser Ermächtigung keinen Gebrauch gemacht.

Bereits im Rahmen der GSNT-VO 2004 wurden von der ECK allgemeine Grundsätze der Kostenermittlung verordnet. Diese Grundsätze sollen insbesondere helfen ein gewisses Maß an Rechtssicherheit und Transparenz zu gewährleisten.

Bei der Ermittlung der Kostenbasis für das Systemnutzungsentgelt ist von den ursprünglichen Anschaffungskosten auszugehen, weshalb höhere Wertansätze aufgrund von Veräußerungen und Umgründungen (zB Firmenwerte) zu eliminieren sind. Damit wird erreicht, dass Kosten nur einmal geltend gemacht werden können.

Die Ergebnisrechnung gem § 7 Abs 4 GWG, die auf die Gewinn- und Verlustrechnung des Gesamtunternehmens überzuleiten ist, beinhaltet definitionsgemäß Werte der handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften. Wiewohl „Aufwand“ und „Kosten“ als zentrale betriebswirtschaftliche Begriffe unterschiedlich definiert sind und unterschiedliche Begriffsinhalte haben, hat sich in der betrieblichen Kalkulation eine weitgehende Annäherung dieser Begriffe entwickelt. Gemäß bereits geübter Behördenpraxis (auch im Elektrizitätsbereich) wurden durch das Abstellen auf Anschaffungskosten pagatorische Werte

und durch das Abstellen auf die Ist-Verhältnisse eines bestimmten Tarifierungsjahres wesentliche Elemente der Aufwandsgleichheit angenommen.

Abgesehen von den inhaltlichen Unterschieden haben Kosten auch eine zeitliche Dimension, die im Unterschied zum „Aufwands“-Begriff eine Normalisierung mit sich bringt. Das bedeutet, dass besondere Aufwendungen oder Erträge eines Tarifierungsjahres zu ungerechtfertigten Ergebnissen führen können. Dies kann insbesondere dann eintreffen, wenn ein Tarifierungsjahr als Beginn einer Regulierungsperiode für einen längeren Zeitraum wirkt. Aus diesem Grund ist es sachgerecht, wenn außerordentliche Effekte in Hinblick auf deren Nachhaltigkeit eliminiert werden. Bei der Definition dieser Effekte muss allerdings aus Vergleichbarkeitsüberlegungen ein besonders strenger Maßstab angesetzt werden, um übermäßige Einzelfallbetrachtungen zu vermeiden. Es ist daher sinnvoll, einmalige Effekte nur bei strukturellen Änderungen (zB im Bereich des Sozialkapitales oder aber bei wesentlichen Dotierungen von Vorruehstandsrückstellungen) zur Anwendung zu bringen. In diesen Fällen sind die identifizierten besonderen Aufwendungen und Erträge durch repräsentative Werte zu ersetzen.

Zusatzkosten sind definitionsgemäß nur dann Zusatzkosten, wenn sie die im Tarifierungszeitraum festgestellte Summe der Kosten übersteigen. Dabei ist es wesentlich festzustellen, ob nicht durch die Veränderung aller anderen Kostenpositionen eine Kompensation dieser Zusatzkosten möglich ist. Eine gesicherte Beurteilung, inwieweit „Zusatzkosten“ zusätzlich zu genehmigen sind, kann letztlich erst nach jenem Tarifierungszeitraum beurteilt werden, in welchem diese Kosten anfallen. Bei wesentlichen Kostenänderungen oder Kostenminderungen steht betroffenen Unternehmen das in § 23d GWG vorgesehene Antragsrecht auf Neufestsetzung des Systemnutzungsentgelts zur Verfügung.

Einige Unternehmen sind zur Zahlung einer Gebrauchsabgabe verpflichtet, der überwiegende Teil jedoch nicht. Überdies obliegt die Festsetzung der Höhe der Abgabe zumeist den Gemeinden, weshalb es in einem Netzbereich zu mehreren sich von einander unterscheidenden Vorgaben kommen kann. Es erscheint somit nicht sachgerecht, die Abgabe als Kostenbestandteil anzuerkennen. Die Beschränkung der Verpflichtung zur Leistung der Gebrauchsabgabe auf einen bestimmten Kreis von Unternehmen zeigt deutlich, dass die Gebrauchsabgabe für den Betrieb eines Gasnetzes keinen allgemeinüblichen und notwendigen Aufwandsposten darstellt. Sie wird daher auch nicht als Kostenbestandteil der Systemnutzungstarife anerkannt.

#### **Zu § 7 Abs 4**

Gem § 23a Abs 2 GWG ist vorgesehen, dass der Preisbestimmung Zielvorgaben zu Grunde gelegt werden können, die sich am Einsparungspotenzial der Unternehmen orientieren (Produktivitätsabschläge). In Umsetzung dieser Befugnis wird dem § 7 ein neuer Abs 4 angefügt, der festlegt, dass die im Ermittlungsverfahren festgestellten Kosten sowohl um die branchenübliche Produktivitätsentwicklung als auch um die Veränderung eines Netzbetreiberpreisindex angepasst werden. Zusätzlich sind bei der Zielvorgabe mengenabhängige Änderungen zu berücksichtigen.

Die Tarifbestimmung hat grundsätzlich auf der Basis aktueller Daten zu erfolgen. Da der Bilanzstichtag des Prüfungsjahres aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von Unternehmensdaten nicht mit dem Tag des Inkrafttretens der neuen Tarife zusammenfallen

kann, muss für diesen Zeitraum eine sachgerechte Aktualisierung der vorhandenen Daten durch Zielvorgaben vorgenommen werden. Zu diesem Zwecke werden zwei gegenläufige Effekte abgebildet: (1) kostenreduzierende und (2) kostenerhöhende Faktoren.

### **Kostenreduzierende Faktoren**

Durch den generellen Produktivitätsabschlag ( $X_{\text{gen}}$ ) werden die durch ein Unternehmen erzielbaren Produktivitätssteigerungen für den Zeitraum vom Bilanzstichtag des Prüfungsjahres bis zum Inkrafttreten der GSNT-VO-Novelle 2005 abgebildet.

Die Bestimmung des Wertes von  $X_{\text{gen}}$  erfolgt in mehreren Analyseschritten:

- Internationale Produktivitätsentwicklung von Gasnetzunternehmen
- Produktivitätsentwicklung von Branchen mit Kostenstrukturen ähnlich dem Netzbetrieb
- Partielle Produktivitätsentwicklung von Branchen mit ähnlichen Kostenstrukturen
- Regulatorische Erfahrungen seit der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes in Österreich

In Plaut Economics (2005)<sup>1</sup> wird die Herleitung des Wertes für  $X_{\text{gen}}$  kritisiert und eine empirische Analyse der langfristigen Entwicklung der Gesamtfaktorproduktivität der österreichischen Gasnetzbetreiber angeregt. Für solche empirischen Analysen sind jedoch Datenreihen von mindestens 20-30 Jahren notwendig um jährliche Schwankungen bei der Berechnung kompensieren zu können. Die ECK hat im Verfahren zur SNT-VO 2003 (Strom) mit damals verfügbaren Daten für 1996-2001 erste Berechnungen für Stromnetzbetreiber angestellt, wobei jedoch von den Stromnetzbetreibern und in vorgebrachten Gutachten der errechnete Wert gerade wegen der zu kurzen Zeitspanne kritisiert wurde. Auch bei den Gasnetzbetreibern stehen keine entsprechenden Datenreihen von über 20-30 Jahren zur Verfügung, da für die Zeit vor der Liberalisierung – wenn überhaupt – nur Daten des vertikal integrierten Unternehmens vorliegen. Der Vorwurf von Plaut Economics (2005), dass die Gesamtfaktorproduktivität der österreichischen Netzbetreiber nur „geschätzt“ und nicht „berechnet“ wird, wird somit relativiert, da die „Berechnung“ in Ermangelung von zuverlässigen Daten für zumindest buchhalterisch vertikal separierte Unternehmen keine *praktikable* Alternative darstellt. Aus diesem Grund verwendet die ECK mehrere Analyseschritte zur Ermittlung von  $X_{\text{gen}}$ .

### ***Internationale Produktivitätsentwicklung von Gasnetzunternehmen***

Die langjährige Produktivitätsentwicklung von Gasnetzunternehmen wurde im internationalen Vergleich mehrfach untersucht. Tabelle 2 bietet einen Überblick über internationale empirische Produktivitätsentwicklungen:

---

<sup>1</sup> Plaut Economics, Beurteilung der vorgeschlagenen Aktualisierung der festgestellten Kostenbasis gemäss dem Entwurf der GSNT-VO-Novelle 2005, Gutachten zuhanden des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW), Regensburg, 2005.  
GSNT-VO-Novelle 2005 Erläuterungen\_Beschluss 20051025.doc

Studie	Periode	Totalfaktorproduktivitätsentwicklung	Kommentar
Meyrick and Associates (2004)	1997-2003	2,8 %	Studie für die neuseeländische Regulierungsbehörde
Lee/Park/Kim (1999)	1987-1995	Übertragungsunternehmen: 38,6% bis 1% Verteilnetzbetreiber: 31,2% bis -3%	Die Autoren stellen eine große Bandbreite der Totalfaktorproduktivität einzelner Unternehmen in Nordamerika, Europa und Asien fest.  Für die nordamerikanischen und europäischen Verteilnetzbetreiber ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von 3%.
Lee/Oh/Kim (1999)	1987-1995	USA: 1,2% Kanada: 0,8% Frankreich: 3,6% Italien: -2,5% Japan: 5,1% Korea: 15%	Die negativen Werte für Italien sind durch eine geringere Auslastung der Kapazitäten bedingt.
Price/Weyman-Jones (1996)	1977/78-1990/91	10,5%	Die Untersuchung bezieht sich auf British Gas. Der größte Teil der Produktivitätssteigerungen trat nach der Privatisierung auf.

**Tabelle 2:** Internationale empirische Produktivitätsentwicklungen; **Quellen:** Meyrick and Associates (2004): „Productivity Growth in New Zealand Gas distribution networks“. Report prepared for Commerce Commission; Lee/Park/Kim (1999): „Profit, productivity, and price differential: an international performance comparison of the natural gas transportation industry“. Energy Policy 27, S. 679-689; Lee/Oh/Kim (1999): „Productivity growth, capacity utilization, and technological progress in the natural gas industry“. Utilities Policy 8, S.109-119; Price/Weymann-Jones (1996): „Malmquist indices of productivity change in the U.K. gas industry before and after privatization“. Applied Economics 28(1), S.29-39.

Plaut Economics (2005) kritisiert, dass internationale Studien aufgrund der extremen Unterschiede nicht zur Abschätzung der Produktivitätsentwicklung in Österreich geeignet sind. Die ECK verwendet internationale Studien zur Produktivitätsentwicklung nicht als alleinigen Anhaltspunkt für  $X_{gen}$ . Es zeigt sich auch, dass die ECK auch keinen Durchschnittswert der beobachteten Produktivitätsentwicklungen herangezogen hat, gerade auch wegen der von Plaut Economics (2005) erwähnten Schwankungsbreite.

### **Produktivitätsentwicklung von Branchen mit ähnlichen Kostenstrukturen**

Der Betrieb von Gasnetzen ist durch einen hohen Anteil von Fixkosten gekennzeichnet, die durch Investitionen in die Netzanlagen zur Verbindung von der Produktion zum Endverbraucher gekennzeichnet sind. Eine ähnliche Kostenstruktur mit hohen versunkenen Investitionen findet sich in der Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft. Aus den Produktivitätsentwicklungen in diesen Sektoren lassen sich deshalb entsprechende Rückschlüsse auf die Gaswirtschaft ableiten. Tabelle 3 bietet einen Überblick über die empirische Produktivitätsentwicklung (Totalfaktorproduktivität) der Stromverteilnetzbetreiber in unterschiedlichen Ländern. Die Totalfaktorproduktivität (TFP) beschreibt das Verhältnis der Outputs zu allen angewendeten Inputs.

Land	Periode	Studie	TFP pro Jahr
England und Wales	1991/2-2000/01	Cambridge Economic Policy Associates, 2003	4,2% (4,3% NGC)
	1990/91-1996/97	London Economics, 1999	3,5 %
	1990/91-1997/98	Tilley/Weyman-Jones, 1999	6,3 %
	1971-1993	Weyman-Jones/Burns, 1994	2,8 %
	1986-97	Hattori/Jamasb/Pollitt, 2003	3,3 % - 6,1 %
New South Wales, Australien	1981/82-1993/94	London Economics/ESAA, 1994	3,6 %
Norwegen	1983-89	Försund/Kittelsen, 1998	1,9 %
	1994-98	ECON, 2000	2,8 %
	1995-98	NVE, 2001	2,5 %
Ontario, Canada	1993-97	OEB, 1999	2,1 %
Neuseeland	1996-2003	Meyrick and Associates (2003)	2,1%
	1994/95-1996/97	London Economics, 1999	1,4 %
Spanien	1987-97	Arocena/Contin/Huerta, 2002	2,9 %
USA	1992-2001	Cambridge Economic Policy Associates, 2003	2,2%
	1994-96	London Economics, 1999	0,7 %
	1972-94	Makholm, 2003	1,86 %
	1984-94	Makholm, 2003	2,08 %
Nordirland	1971-94	Competition Commission, 2002	3,1 % (5,2 % ab Privatisierung)

**Tabelle 3:** empirische Produktivitätsentwicklung (Totalfaktorproduktivität) der Stromverteilernetzbetreiber in unterschiedlichen Ländern;  
**Quellen:** Arocena/Contin/Huerta: "Price regulation in the Spanish energy sector: who benefits?". *Energy Policy* 30, 2002, S. 885-895; ECON (2000): "The Nordic electricity reform: Economic and environmental consequences". *Working Paper 3/2000*; Cambridge Economics Policy Associates (2003): "Productivity Improvements in Distribution Network Operators". *Final Report for OFGEM, 2003*; Competition Commission (2002): "Northern Ireland Electricity Plc.: A report on a reference under Article 15 of the Electricity (Northern Ireland) Order 1992"; Försund/Kittelsen (1998): „Productivity Development of Norwegian Electricity Distribution Utilities“. *Resource and Energy Economics* 20, p. 207-224; Hattori/Jamasb/Pollitt (2003): „A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for incentive regulation“. *DEA Working Paper WP 0212*; London Economics Limited (1999): „Efficiency and benchmarking study of the NSW distribution businesses“. *Independent Pricing and Regulatory Tribunal of New South Wales*; London Economics Limited/ESAA (1994): "Comparative Efficiency of NSW Metropolitan Electricity Distributors, Report 1, May; Makholm (2003): "Price cap plans for electricity distribution companies using TFP analysis"; NERA Working Paper, April 9, 2003; Meyrick and Associates (2003): "Regulation of Electricity Lines Businesses, Analysis of Lines Business Performance – 1996-2003". *Report prepared for Commerce Commission*; NVE (2001): „Den økonomiske reguleringen av nettvirksomheten. Forslag til endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsrammer for nettvirksomheten og overføringstariffer av 11.03.1999 nr. 302"; OEB (1999): "Productivity and price performance for electric distributors in Ontario". July 6, 1999; Tilley/Weyman-Jones (1999): "Productivity Growth and Efficiency Change in Electricity Distribution". *The 1999 BIEE Conference, St. John's College Oxford*; Weyman-Jones/Burns (1994): "Regulatory Incentives, Privatisation, and Productivity Growth in UK Electricity Distribution". *Centre for the Study of Regulated Industries. Technical Paper 1*.

Für die Wasserwirtschaft in England/Wales weist Cambridge Economic Policy Associates (2003) eine Totalfaktorproduktivität für die Periode 1994/5-2001/2 von 0,7 % (Qualitätsadjustiert: 4,3 %) und für UK Utilities von 4,3 % aus.

Die Studien zeigen weiter, dass die Produktivität der Netzbetreiber nach einer Liberalisierung/Privatisierung kräftig anstieg. So betrug beispielsweise der Langzeittrend der TFP in Großbritannien von 1971 – 1993 im Durchschnitt zwar nur 2,5 %, die TFP hat sich nach der Marktliberalisierung 1989 bzw der Einführung einer Anreizregulierung auf 6,3 % pro Jahr in der Periode 1990/91 – 1997/98 kräftig verbessert. Dies wird auch durch Studien in anderen Ländern, die vor geraumer Zeit eine Liberalisierung des Marktes durchgeführt haben, unterstützt. Dies zeigt nicht nur, dass Liberalisierung/Privatisierung bzw Einführung neuer Regulierungsprinzipien zu Produktivitätsverbesserungen führt, sondern auch, dass die erhöhte Produktivität über eine längere Periode beibehalten werden kann.

In den meisten der Studien aus Tabelle 3 haben sich die besten Unternehmen stärker verbessert als die im Vergleich ineffizienten Unternehmen. Die generellen Produktivitätsänderungen werden somit von den besten Unternehmen vorangetrieben. Durch die Totalfaktorproduktivität der gesamten Branche wird in diesem Fall die Produktivitätsentwicklung der effizienten Unternehmen nicht überschätzt.

Für österreichische Stromverteilnetzbetreiber wurden 2003 erste historische Produktivitätskennzahlen errechnet, wobei die vertikale Integration der Unternehmen und die daraus resultierenden fehlenden historischen Daten für den separaten Netzbetrieb nur die Berechnung einer 5-jährigen Zeitreihe für den Netzbetrieb ermöglichte. Aus dieser Berechnung ergab sich eine durchschnittliche Totalfaktorproduktivitätsentwicklung für die Jahre 1996 – 2001 von 3,5 % pro Jahr.

Plaut Economics (2005) meint jedoch, dass Produktivitätsentwicklungen aus Branchen mit ähnlichen Kostenstrukturen keine Aussagen über die Gasnetzbetreiber zulassen. Produktivitätskennzahlen verwandter Branchen zur Abschätzung der Produktivitätsentwicklung von regulierten Unternehmen heranzuziehen, ist jedoch in der internationalen Regulierungspraxis üblich. So hat der Regulator von England/Wales für die Regulierung der Stromnetzbetreiber einen ähnlichen Ansatz gewählt. Der von Plaut Economics (2005) erwähnte höhere Wettbewerbsdruck auf die Gasnetzbetreiber kann weiters aufgrund einer dadurch ausgelösten Dynamik der Gasnetzbetreiber einen höheren Produktivitätssteigerungspfad als bei beispielsweise Stromnetzbetreibern bedingen. Die Heranziehung empirischer Studien aus verwandten Branchen ist deshalb gerechtfertigt.

### ***Partielle Produktivitätsentwicklung von Branchen mit ähnlichen Kostenstrukturen***

Bei einer Untersuchung der langfristigen Arbeitsproduktivität (1985-1998) kapitalintensiver Branchen in Österreich wurde ein Wert von über 5,0 % ermittelt. In Abbildung 1 aus Janger (2005) wird die Arbeitsproduktivität in ausgewählten Netzwerkindustrien dargestellt. Auffällig ist der Anstieg der Produktivität in der Periode 1998-2002, der zum Teil durch die Liberalisierung, respektive die Vorbereitung auf die Liberalisierung in der Elektrizitäts- und Gasversorgung bedingt ist. Aus Abbildung 1 ist ersichtlich, dass die Arbeitsproduktivitätsentwicklung für die Elektrizitäts-, Gas- und Wasserversorgung sowohl für die Periode 1979-2002 und 1998-2002 unter dem EU-15-Schnitt liegt und sich der Abstand für die Periode 1998-2002 erhöht hat.

Produktivitätsentwicklung in ausgewählten Netzwerkindustrien						
Wachstumsrate in %	Schweden		EU-15		Österreich	
	1979 bis 2002	1998 bis 2002	1979 bis 2002	1998 bis 2002	1979 bis 2002	1998 bis 2002
Gesamte Wertschöpfung	1,7	1,7	2,1	1,7	2,9	1,7
Elektrizitäts-, Gas- und Wasserversorgung	2,4	4,2	4,1	6,8	3,8	5,4
Landverkehr	2,3	0,5	2,3	1,2	5,3	6,3
Flugverkehr	1,9	-5,9	3,9	-0,1	6,4	-7,5
Nachrichtenübermittlung	6,3	10,0	6,6	9,5	6,3	8,3

Quelle: Groningen Growth and Development Centre, 60-Industry Database, Februar 2005, <http://www.ggdc.net>  
Wertschöpfung pro Arbeitsstunde zu konstanten Preisen von 1995.

**Abbildung 1:** Produktivitätsentwicklung ausgewählter Netzwerkindustrien, **Quelle:** Jürgen Janger, *Sektorale Regulierung in Österreich vor und nach dem EU-Beitritt am Beispiel der Netzwerkindustrien*, S.192-210, in *Österreichische Nationalbank, Geldpolitik und Wirtschaft: 10 Jahre EU-Mitgliedschaft Österreichs, Quartalsheft 2/2005, Wien*

Plaut Economics (2005) kritisiert, dass aus Daten zur Arbeitsproduktivität keine schlüssigen Aussagen zur Gesamtfaktorproduktivität gemacht werden können. Hiezu muss auch noch die Entwicklung der Kapitalproduktivität herangezogen werden, die in der Regel unter der Arbeitsproduktivität liegt. Plaut Economics (2005) stellt fest, dass die Gesamtfaktorproduktivität meist zwischen der Arbeits- und Kapitalproduktivität liegt. Der Einwand von Plaut Economics (2005) wäre nur dann gerechtfertigt, wenn beispielsweise der Wert der Zielvorgabe dem Wert der Arbeitsproduktivitätsentwicklung für die Elektrizitäts-, Gas- und Wasserversorgung für die Periode 1998-2002 von 5,4 % entsprechen würde. Der Wert von  $X_{gen}$  liegt jedoch deutlich unter dem Wert von 5,4 %.

### **Regulatorische Erfahrungen seit der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes in Österreich**

Zusätzliche, der ECK vorliegende Argumente für die Sachgerechtigkeit dieses Ansatzes sind die in der jüngsten Vergangenheit tatsächlich nachweisbare und geprüfte Produktivitätsentwicklung seit der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes, wie z.B.

- die durchschnittliche Senkung der Netznutzungsentgelte Gas um rund 5 % im Zuge der GSNT-VO 2004,
- die durchschnittliche Senkung der Systemnutzungstarife Strom von 2001 bis 2005 um insgesamt rund 20%, wobei die Stromnetzbetreiber in den überwiegenden Fällen organisatorisch, wirtschaftlich und finanziell in Form integrierter Unternehmen oder innerhalb einer Konzernstruktur mit den Gasnetzbetreibern verbunden sind sowie
- die in den Jahresabschlüssen ausgewiesene Rentabilitätsentwicklung der betroffenen Unternehmen.

### **Schlussfolgerung**

Die historische Betrachtung der Produktivitätsentwicklung für Gasunternehmen und verwandte Branchen zeigt, dass sich die Totalfaktorproduktivität besonders nach einem Systembruch – Liberalisierung und/oder Privatisierung eines Wirtschaftssektors – teils erheblich über eine längere Periode erhöhen kann. Auch die Arbeitsproduktivität ist in den letzten Jahren markant gestiegen ist, wobei Österreich jedoch etwas hinter dem EU-15-Schnitt liegt. Für Österreich kann deshalb von einer ähnlichen, respektive verbesserten Entwicklung nach 2002 ausgegangen werden. Dies speziell vor dem Hintergrund der vollständigen

Liberalisierung des Gasmarktes im Jahre 2002, durch die der Kostendruck auf die gesamte Gaswirtschaft erhöht wurde.

Durch die Umsetzung dieser Zielvorgabe werden über den Inkrafttretenszeitpunkt hinaus keine Festlegungen über eine längerfristige Produktivitätsentwicklungen getroffen. Für den Zeitraum vom Bilanzstichtag des Prüfungsjahres bis zum In-Kraft-Treten der GSNT-VO-Novelle 2005 werden die erzielbaren Produktivitätssteigerungen mit 2,5 % als sachgerechte Zielvorgabe für die Entwicklung der Gasnetzbetreiber festgelegt, weil:

- empirische Studien bestätigten, dass der Wert von 2,5 % erzielbar ist;
- nach einer Liberalisierung weit höhere Produktivitätssteigerungen beobachtet wurden;
- für die Kostenaktualisierung in einer Branche mit ähnlichen Kostenstrukturen – Elektrizitätswirtschaft – dieser Wert bei Tarifiermittlungsverfahren zweimal herangezogen wurde und sich auch *ex post* betrachtet als angemessen herausgestellt hat;
- die regulatorischen Erfahrungen in Österreich seit der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes einen Nachweis über die tatsächliche Umsetzung eines hohen Produktivitätsfortschritts bringen.

### **Kostenerhöhende Faktoren**

Die von den Unternehmen nicht beeinflussbaren Kostenerhöhungen für den Zeitraum vom Bilanzstichtag des Prüfungsjahres bis zum In-Kraft-Treten der GSNT-VO-Novelle 2005 werden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex (*NPI*) abgebildet. Dieser setzt sich zusammen aus:

- *Tariflohnindex* (Generalindex), *TLI*, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Tariflohnindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung für Personalkosten (Gewichtung: 30 %).
- *Baupreisindex* (gesamt), *BPI*, erhoben und publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Baupreisindex dient als Näherungswert für die Preisentwicklung der Kapital- und Materialkosten (Gewichtung: 40 %).
- *Verbraucherpreisindex*, *VPI*, publiziert von Statistik Austria. Die Veränderung des Verbraucherpreisindex dient als Näherungswert für die Entwicklung der sonstigen Kosten (Gewichtung: 30 %).

Die Gewichtung der Indizes beruht auf einer Analyse der durchschnittlichen Kostenstruktur der Unternehmen. Die Verwendung von mehreren spezifischen Indizes, welche auf Basis einer breiten Stichprobe erhoben werden, dient dem Anspruch der sachgerechten und objektiven Nachbildung der maßgeblichen Kosten im Netzbetrieb.

Die Höhe der Änderung des Netzbetreiberpreisindex ist abhängig vom Zeitraum zwischen Bilanzstichtag des Prüfungsjahres und In-Kraft-Treten der Tarifänderungen. Für die Berechnung der Änderung des Netzbetreiberindex ( $\Delta NPI$ ) für die Anpassungsdauer müssen aufgrund unterschiedlicher Bilanzstichtage zwei Fälle unterschieden werden:

- $\Delta NPI_{31.12.2003}$ : Anpassungszeitraum sind 1,8333 Jahre –  $T=1,8333$
- $\Delta NPI_{30.09.2003}$ : Anpassungszeitraum sind 2,0833 Jahre –  $T=2,0833$

Zur Berechnung von  $\Delta NPI_{31.12.2003}$  und  $\Delta NPI_{30.09.2003}$  müssen zunächst die drei jährlichen Werte  $\Delta NPI_{2005}$ ,  $\Delta NPI_{2004}$  und  $\Delta NPI_{2003}$  ermittelt werden. Für die Berechnung werden nur verfügbare Werte verwendet und auf Prognosen verzichtet.

Bei der Ermittlung von  $\Delta NPI_{2005}$  werden die letzt verfügbaren Werte des *BPI* (2. Quartal 2005), *TLI* (August 2005) und *VPI* (August 2005) verwendet.

Die jährliche Änderung des *BPI* ergibt sich aus:

$$\Delta BPI_{2005} = \frac{BPI_{2.Quartal,2005} + BPI_{1.Quartal,2005} + BPI_{4.Quartal,2004} + BPI_{3.Quartal,2004}}{BPI_{2.Quartal,2004} + BPI_{1.Quartal,2004} + BPI_{4.Quartal,2003} + BPI_{3.Quartal,2003}} - 1$$

Die jährliche Änderung des *TLI* ergibt sich aus:

$$\Delta TPI_{2005} = \frac{TPI_{08.2005} + \dots + TPI_{09.2004}}{TPI_{08.2004} + \dots + TPI_{09.2003}} - 1$$

Die jährliche Änderung des *VPI* ergibt sich aus:

$$\Delta VPI_{2005} = \frac{VPI_{08.2005} + \dots + VPI_{09.2004}}{VPI_{08.2004} + \dots + VPI_{09.2003}} - 1$$

Zur Ermittlung  $\Delta NPI_{2005}$  werden die drei Einzelindizes gewichtet addiert. Der  $\Delta NPI_{2005}$  ergibt sich deshalb aus:

$$\Delta NPI_{2005} = 40\% \cdot \Delta BPI_{2005} + 30\% \cdot \Delta TLI_{2005} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2005}$$

Die Ermittlung von  $\Delta NPI_{2004}$  und  $\Delta NPI_{2003}$  folgt der Systematik der Berechnung von  $\Delta NPI_{2005}$ . Daraus ergibt sich:

- $\Delta NPI_{2004} = 40\% \cdot \Delta BPI_{2004} + 30\% \cdot \Delta TLI_{2004} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2004}$
- $\Delta NPI_{2003} = 40\% \cdot \Delta BPI_{2003} + 30\% \cdot \Delta TLI_{2003} + 30\% \cdot \Delta VPI_{2003}$

Aus  $\Delta NPI_{2005}$ ,  $\Delta NPI_{2004}$  und  $\Delta NPI_{2003}$  ergibt sich für die zwei Anpassungsdauern – 2,0833 Jahre (30.09.2003 – 31.10.2005) und 1,8333 Jahre (31.12.2003 – 31.10.2005) – somit:

- $\Delta NPI_{31.12.2003} = [(1+\Delta NPI_{2005})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2004})^{0,8333}] - 1 = 3,6795\%$
- $\Delta NPI_{30.09.2003} = [(1+\Delta NPI_{2005})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2004})^1 \cdot (1+\Delta NPI_{2003})^{0,0833}] - 1 = 4,0883\%$

### **Berücksichtigung mengenabhängiger Änderungen**

Die in § 7 Abs 4 letzter Satz vorgesehenen mengenabhängigen Änderungen werden nicht bei der unternehmensindividuellen Kostenbasis sondern im Zuge der Kostenwälzung berücksichtigt, da in die festzusetzenden Tarife auch die gewälzten Kosten einzubeziehen sind. Dadurch wird eine mit der durchschnittlichen Mengenerhöhung verbundene Zielvorgabe für die Entwicklung des gesamten Kostenblock, der in den Tarifen enthalten ist, zu Grunde

gelegt. Als Bezugszeitraum wird die Periode zwischen dem geprüften Betrachtungszeitraum, wobei einheitlich das Ende des Kalenderjahres 2003, also der 31.12.2003 zugrundegelegt wurde, und dem In-Kraft-Treten der GSNT-VO-Novelle 2005 herangezogen.

In der WIFO Studie "Nachfrage nach Gas bis 2010", als Bestandteil der von der Behörde im Verfahren K RZF G 01/04 genehmigten Langfristplanung 2004 – 2008 wird für den Zeitraum 2003 – 2010 eine Mengensteigerung von durchschnittlich 1,85 % p.a. dargestellt. Auf Basis der in der Studie dargestellten jährlichen Verbrauchszuwächse wird für den relevanten Zeitraum das in der Langfristplanung enthaltene Mengenwachstum von 2004 auf 2005 herangezogen, das von einer Steigerung von 1,1 % p.a. ausgeht und der Berechnung zu Grunde gelegt wird.

Aufgrund der für Infrastrukturunternehmen typischen Kostenstruktur, die überwiegend aus Fixkosten besteht, sind Mengensteigerungen nur zum Teil kostenerhöhend bzw es sind in den Kosten der Unternehmen bereits mengensteigernde Effekte berücksichtigt (Ausbau-Verdichtungskosten, einschlägige Kundenberatungskosten etc.). Entsprechend der regulatorischen Erfahrungen aus verwandten Infrastrukturbereichen (Elektrizitätsnetz), wird von einem kostenerhöhenden Anteil von 50 % pro zusätzliche Einheit ausgegangen.

Es ist gerechtfertigt, zusätzlich zum oben dargestellten allgemeinen Produktivitätsfaktor, der auf der Entwicklung zum technisch-organisatorischen Fortschritt beruht und mit 2,5 % jährlich ermittelt wurde, einen weiteren Faktor zu berücksichtigen, der die Kostensenkung aufgrund von Mengeneffekten abbildet. Wie auch bei der Ermittlung der Mengenbasis für die Tarifierung handelt es sich bei der Betrachtung der Mengenbasis um eine um eine Zielvorgabe und Betrachtung einer Durchschnittsbetrachtung. Daraus folgt, dass es sich bei den ermittelten Werten nicht um eine unternehmensindividuelle Prognose der tatsächlich eintretenden Verhältnisse handelt.

Die von der ECK genehmigte Langfristplanung bildet eine aktuelle und sachgerechte, mit den Netzbetreibern abgestimmte Grundlage einer Durchschnittsbetrachtung für die Absatzentwicklung zwischen 2003 und dem In- Kraft-Treten der GSNT-VO-Novelle 2005. Über den Inkrafttretenszeitpunkt hinaus werden keine Festlegungen getroffen. Im Gegensatz zum Zeitpunkt für die Heranziehung des generellen Produktivitätsfaktors und des Netzbetreiberpreisindex wird nicht der Bilanzstichtag des Geschäftsjahres (30.09.2003 oder 31.12.2003), sondern einheitlich das Ende des Kalenderjahres (31.12.2003) herangezogen, da es sich hier nicht um eine unternehmensindividuelle, sondern eine österreichweite Durchschnittsbetrachtung handelt.

Im Zuge des Ermittlungsverfahrens wurde von einzelnen Netzbetreibern dargelegt, dass seit dem Prüfungszeitraum Mengenentwicklungen vorlagen, die unter dem Wert der Langfristplanung lagen und das Ziel der Mengensteigerung nicht erreicht wurde. Dieser Ausnahmefall ist insofern differenziert zu sehen, als sich die Zielvorgabe nicht nur auf die Mengenentwicklung alleine, sondern auch auf die entsprechende Kostenentwicklung bezieht. Wenn nämlich keine strukturellen Wachstumsmöglichkeiten für den Absatz von Erdgas mehr vorhanden sind, so muss das Unternehmen bestrebt sein, seine Kostenstruktur darauf auszurichten. Die Kosten für Neuakquisition von Kunden oder damit verbundene Kundenberatungskosten können entsprechend reduziert werden. Besonders augenfällig ist dies, wenn die durchschnittlich bestimmte Gasabsatzsteigerung zu Gunsten von Nah- oder Fernwärmeausbau nicht erreichbar ist und dies nur zu einer Verlagerung im Konzern oder sogar im selben Unternehmen führt. Auch die Restrukturierung der Kostenstruktur ist als Teil

der Zielvorgabe zu betrachten. Hier ist die Zielvorgabe primär nicht absatzseitig durch Mengensteigerung sondern durch besondere kostenseitige Maßnahmen erreichbar.

Der Kosteneinsparungsfaktor (K-Faktor) von 0,5, also der relativ kostensteigernde Effekt von 0,5 für jede zusätzlich abgesetzte Einheit ist entsprechend der Angabe einzelner Netzbetreiber für bestimmte Netzausbaufälle nicht zutreffend. Von einzelnen Netzbetreibern wurde ein ingenieurwissenschaftliches Gutachten von Consentec, Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, „Modellnetz-basierte Untersuchung des Einflusses von Absatz-Mengenänderungen auf die Kosten von Gasverteilungsnetzen, Köln, Aachen, August 2005“ eingebracht. Anhand eines Gasmodellnetzes wird dargestellt, dass der Kostenfaktor (K-Faktor) von 0,5 nicht von allen Unternehmen zu erreichen ist. Es wird dargestellt, dass zur Erreichung eines Absatzes einer zusätzlichen Mengeneinheit in bestimmten Fällen der Netzausbau den gleichen oder sogar höheren Kosten als zusätzliche Erlöse bringt. Deshalb wird eine unternehmens- und kundenindividuelle Betrachtung gefordert.

Von Plaut Economics (2005) wird kritisiert, dass ein einheitliches Mengenwachstum Netzbetreiber benachteiligt, die ihre Netze ausbauen. Dadurch würden Investitionsanreize zerstört werden. Bei Gasnetzen, die sich noch im Aufbau befinden, sind die attraktivsten Kunden in der Regel bereits angeschlossen, weshalb ein Mengenwachstum bei Gasnetzen ein deutlich höheres Kostenwachstum zur Folge hat als bei Stromnetzen. Eine Übertragung des Mengenfaktors für Stromnetze auf Gasnetze ist gemäß Plaut Economics (2005) deshalb nicht zulässig.

Den technischen Ausführungen dieser Gutachten kann gefolgt werden, wobei die ökonomischen Schlussfolgerungen differenziert zu sehen sind. Vorerst ist klarzustellen, dass die Gutachten punktuelle Kosten- und Anschlusssituationen einzelner Netzbetreiber herausstellen und daraus die Bandbreite des K-Faktors von 0 bis 2 (Consentec) betragen kann. Eine unternehmens- oder sogar kundenindividuelle Betrachtung, die von Consentec und Plaut Economics (2005) gefordert wird, ist auf Grund der vorliegenden Informationstiefe der von den Unternehmen bereitstellbaren Daten nicht erfüllbar. Der Wert von 0,5 ist als Zielvorgabe für Wirtschaftlichkeit der Ausbautätigkeit zu sehen und darf nicht nur kurzfristig betrachtet werden. Gerade die Netzplanung und die daraus resultierenden ökonomischen Schlussfolgerungen der Gasnetzbetreiber sind längerfristig zu betrachten. Investitionsanreize sind nur für langfristig wirtschaftliche Investitionen sinnvoll. Dies gilt gerade für Netzbetreiber, die ihre Netze ausbauen. Im Gegensatz zu Stromnetzen gibt es bei Gasnetzen darüber hinaus die Möglichkeit von Anschlussverdichtungen, die mit geringeren Kosten als Neuerschließungen verbunden sind.

Es ist auch zu beachten, dass die geprüfte Kostenstruktur des Jahres 2003 der Unternehmen auch auf die unternehmensindividuellen Anlusserfordernisse ausgelegt ist und nur jene Kosten zu berücksichtigen sind, die zusätzlich zu den Kosten 2003 anfallen. Weiters ist zu prüfen, ob beispielsweise neue Abschreibungen durch Netzzutrittsentgelte abgegolten werden oder auslaufende Abschreibungen ersetzt werden. Auch die Entlastung anderer Unternehmensbereiche (z.B. Auswirkung auf die Gemeinkostenverteilung oder Leistungsbeziehungen mit anderen Unternehmens- oder Konzernteilen) sind auf eintretende Synergien zu prüfen. Eine isolierte Betrachtung der direkten Kosten greift hier zu kurz.

Aus diesem Grund wird der K-Faktor von 0,5 als angemessene Zielvorgabe für die Gewinnung neuer Absätze festgelegt. Dies bedeutet, dass eine Investition nur dann wirtschaftlich Sinn macht, wenn sie langfristig einen angemessenen Deckungsbeitrag erwirtschaften kann. Es ist möglich, dass dieser Deckungsbeitrag nicht sofort oder kurzfristig

erwirtschaftbar ist, sondern einer längerfristigen Betrachtung bedarf. Hier ist der Faktor von 0,5 realistisch, zumal von der ECK sämtliche Fixkosten und Investitionen bislang unabhängig von der Auslastung auch voll anerkannt werden und keine Korrekturen wegen unrentabler Investitionen vorgenommen wurden.

Eine gesamthafte, über die ingenieurwissenschaftliche Sichtweise der Kostensteigerung hinausgehende Betrachtung ergibt daher, dass im Zusammenhang mit der Bemessung der Mengensteigerung auf Basis einer österreichweiten Durchschnittsbetrachtung auf Basis der Langfristplanung in Höhe von 1,1 % jährlich der K-Faktor von 0,5 als österreichweiter Durchschnitt für eine Zielvorgabe der entsprechenden Kostenentwicklung sachgerecht ist.

## **Zu § 10 Kostenwälzung**

### **Zu § 10 Abs 3 und 5**

In der Regelzone Ost setzt sich die Netzebene 1 aus den in der, durch die Fernleitungsanlagenverordnung (FLAVO, K FLA G 01/03) aktualisierten, Anlage 2 zum GWG genannten Fernleitungen zusammen. Da die Fernleitungsnetzbetreiber OMV Gas GmbH, Gasnetz Steiermark GmbH, EVN AG, BEGAS-Burgenländische Erdgasversorgungs-AG und Oberösterreichische Ferngas AG unterschiedliche Kosten aufweisen, sind Zahlungen zwischen den Netzbetreibern durchzuführen. Für die Verrechnung dieser Kosten sieht das Gaswirtschaftsgesetz keine spezifischen Regelungen vor. Die Summe der Netzkosten des Inlandsteiles der Fernleitungen werden als ein Kostenblock im Verhältnis 70 % nach transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30 % nach verbrauchter (Gas-)Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) auf die jeweiligen Netzbereiche der Netzebene 2 verteilt.

Unter verbrauchter Arbeit (Brutto-Arbeit) sind jene Mengen an Erdgas zu verstehen, die das gesamte Verbraucherkollektiv eines Netzbereiches während eines Abrechnungszeitraumes verbraucht. Die in Anspruch genommene Leistung (Netto-Leistung) stellt jene Leistung (kWh/h) dar, die zur Versorgung des gesamten Verbraucherkollektivs eines Netzbereiches in der nachgelagerten Netzebene für den jeweiligen Abrechnungszeitraum benötigt wird.

Gem § 23b Abs 2 Z 1 GWG sind als Netzbereiche für die Netzebene 1 die in Anlage 2 angeführten Fernleitungsanlagen vorzusehen. Darüber hinaus sind jene Leitungen in die Ebene 1 einzubeziehen, die Eintritt und Austritt eines Netzbereiches oder der Regelzone miteinander verbinden. Eine Fortsetzung einer Verteilleitung wird dann in die Ebene 1 miteinbezogen, wenn dadurch eine neue Verbindung in ein anderes Verteil- oder Fernleitungsnetz oder in eine andere Regelzone begründet wird.

Da in den Regelzonen Tirol und Vorarlberg für die grenzüberschreitenden Leitungsstücke keine Kosten angesetzt werden, ist keine Wälzung dieser Fernleitungskosten notwendig.

Da es in den Netzbereichen Wien, Kärnten und Salzburg keine Fernleitungsunternehmen gibt, wird das diese Netzbereiche betreffende Entgelt von der OMV Gas GmbH als größten und überregionalen Fernleitungsnetzbetreiber entrichtet. Wirtschaftlich wird diese Änderung dadurch kompensiert, dass in § 10 zusätzliche Ausgleichszahlungen der Netzbetreiber KELAG Netz GmbH, WIEN ENERGIE Gasnetz GmbH und Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation an die OMV Gas GmbH in einer Höhe vorgesehen werden, dass das von der OMV Gas GmbH aufgrund dieser Verordnung zu entrichtende Regelzonenführerentgelt zur Gänze abgedeckt wird.

Mit dem Bilanzgruppenmodell ist im Hinblick auf die Tarifierung das sogenannte Briefmarkenmodell eng verbunden. Diesem System folgend werden die Kosten der Rohrleitungen (Investition und Betrieb) auf der Ebene 1 ermittelt und als Kostenblock, welcher aus der notwendigen Bruttoarbeit und Nettoleistung, die auf der Ebene 1 für die Ebenen 2 und 3 bereitgestellt wird, resultiert, auf die Verteilerleitungen der jeweiligen Netzbetreiber gewälzt.

Die Anwendung des Briefmarkensystems in Österreich lässt Faktoren wie zB die mehr oder minder vorgegebene Erdgasflussrichtung (auf der WAG und EVN West größtenteils von Osten nach Westen bzw auf TAG und EVN Süd fast nur von Osten nach Südwesten) oder geographischen Gegebenheiten (Verlauf der Alpen) unberücksichtigt.

Die reine Anwendung des Briefmarkensystems würde dazu führen, dass Verteilnetzbetreiber mit hoher Nettoleistung, nahe des Entry-Punkts in Baumgarten, bedingt durch die erforderlichen Nennweiten der Erdgasrohrleitungen, erheblich benachteiligt würden. Ebenso würden Verteilnetzbetreiber, die zwar an die Ebene 1 angeschlossen sind, die aber keine eigenen Rohrleitungen auf der Ebene 1 betreiben, aber trotzdem sowohl zur Betriebsgrößendegression als auch zur Aggregatgrößendegression der Kosten beitragen, benachteiligt werden. Die Einbringung der in der Anlage 2 zum Gaswirtschaftsgesetz genannten Fernleitungen in den Kostenblock der Ebene 1 führt zu dem Effekt, dass einerseits das Netzzugangsmodell „Gasee in der Ebene 1“ durch die Zusammenfassung der Fernleitungsnetzkosten bestmöglich abgebildet wird und andererseits die Netzkosten der 7 Netzbereiche der Regelzone Ost aufgrund des unterschiedlichen Ausmaßes der Einbringung von Fernleitungen in die Ebene 1 in hohem Ausmaß abweichend von der bisherigen Zuordnung der vorgelagerten Fernleitungskosten auf die Netzbereiche unter Berücksichtigung der gesetzlichen Wälzungsvorgaben auf die Netzbereiche aufgeteilt werden. Um eine kostenverursachungsgerechte Zuordnung der Kosten der Netzebene 1 in der Regelzone Ost zu gewährleisten, sind die tatsächlichen Gegebenheiten und die daraus resultierenden Konsequenzen so zu berücksichtigen, dass systemerforderliche Ausgleichsfaktoren Vorteile und Nachteile nach dem Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit ausgleichen. Tabelle 4 zeigt den Anteil eigener Fernleitungen an den gesamten Fernleitungen sowie die sich daraus ergebende Ableitung des Ausgleichsfaktors, der nach der Wälzung gem § 10 Abs 1 zur kostenverursachungsgerechten Verteilung der Kosten der Ebene 1 zur Anwendung kommt:

Netzbereiche in der Regelzone Ost	Anteil in %	Ausgleichsfaktor
Niederösterreich	20	1,3
Oberösterreich	18	1,1
Steiermark	14	1,1
Burgenland	1	1,1
Wien	0	0,7
Kärnten	0	0,7
Salzburg	0	0,7

*Tabelle 4: Anteil eigener Fernleitungen an den gesamten Fernleitungen sowie die sich daraus ergebende Ableitung des Ausgleichsfaktors*

## **Bestimmung der Basis für die Tarifierung**

### ***Allgemeines***

Die Bestimmung der Tarife erfolgt einheitlich durch die Gegenüberstellung der ermittelten Kostenbasis des Jahres 2003 mit der festgestellten Struktur der Mengen, Leistungen und Zählpunkte für jede Ebene pro Zone und Staffel, die aus den geprüften Werten der Jahre 2001, 2002 und 2003 ermittelt werden. Eine Heranziehung eines längeren Zeitraumes für die Ermittlung der Tarife ist geboten, da bei einer lediglich einjährigen Betrachtung insbesondere witterungsbedingte Effekte zu erheblichen Tarifschwankungen führen würden. Aufgrund dieser Systematik wird somit die Kontinuität und Planungssicherheit der Tarifgestaltung ermöglicht.

Die Ermittlung der Systemnutzungstarife basiert grundsätzlich auf Grundlage jener Werte, die österreichweit als letzt verfügbar zu betrachten sind. Dieser Grundsatz wird sowohl kostenseitig (Heranziehung der Werte des Geschäftsjahres 2003) als auch bei der Heranziehung der absatzrelevanten Daten konsequent beachtet. Damit wird sichergestellt, dass die letzt verfügbaren, geprüften Istwerte immer zeitversetzt in die jeweils nächste Tarifermittlung einfließen.

Die ECK nimmt somit keine Prognose einer Kosten- oder Absatzentwicklung vor, sondern bildet lediglich die letzt verfügbaren Werte als bestmögliche Referenz für die zukünftigen Systemnutzungstarife ab. Dieses Prinzip ist sachgerecht, wenn von einer periodischen Anpassung der Systemnutzungstarife ausgegangen wird und daher gewährleistet ist, dass alle Betrachtungszeiträume aus Kunden- bzw. Netzbetreibersicht in die Betrachtung einfließen werden.

Eine Prognose- oder Budgetbetrachtung kann nur dann zutreffend sein, wenn Über- oder Unterdeckungen auf Folgeperioden vorgetragen werden und dort tariferhöhend oder tarifmindernd zum Ansatz kommen. Dies erfordert einen stärkeren regulatorischen Eingriff, der unter den derzeit vorliegenden Rahmenbedingungen (Informationstiefe, hoher Integrationsgrad der Netzbetreiber, keine längeren Datenreihen verfügbar) nicht umsetzbar ist.

Im Detail werden Mengen, Leistungen und Zählpunkte pro Zone, Staffel und Ebene in folgenden Schritten ermittelt:

### ***Ermittlung der Absatzstruktur (Mengen, Leistungen und Zählpunkte pro Zone, Staffel und Ebene) für die Jahre 2001, 2002 und 2003***

Im Zuge der Tarifprüfung der Netzbetreiber wurden diese Daten als Istwerte der jeweiligen Geschäftsjahre mittels eines einheitlichen Erhebungsbogens pro Zone, Staffel und Ebene abgefragt und im Zuge des Ermittlungsverfahrens überprüft.

### ***Mengenbasis I: Glättung von Absatzschwankungen durch Anwendung des arithmetischen Mittelwertes der Jahre 2001-2003***

Für die Mengenbasis (abgegebene kWh) wird pro Zone und Ebene das arithmetische Mittel aus den Werten 2001, 2002 und 2003 gebildet. Die Durchschnittsbildung gewährleistet, dass insbesondere witterungsbedingte Effekte, die zu „atypischen Jahren“ führen geglättet werden. Durch Differenzierung der Mengenentwicklung pro Zone und Ebene wird die Abbildung der Absatzstruktur im Netzbereich bestmöglich gewährleistet. Diese differenzierte Ermittlung

konnte im Zuge dieser Novelle erstmals in dieser genauen Form durchgeführt werden, da für die Jahre 2001, 2002 und 2003 die entsprechenden Daten von den Netzbetreibern verfügbar waren. Für die im Zuge der Erlassung der Stamfassung der GSNT-VO 2004 zusätzlich relevanten Jahre 1999, 2000 waren im Regelfall lediglich Summenwerte pro Ebene vorhanden.

Von den Netzbetreibern wurde im Zuge des Ermittlungsverfahrens vorgebracht, dass die temperaturbedingte Glättung nicht durch den Durchschnittswert sondern durch die Bereinigung der Istwerte 2001 bis 2003 Wege einer Anwendung durchschnittlicher Heizgradtage stattfinden soll. Dies wäre nichts anderes als die Umformung von Istwerten zu Prognosewerten. Als Prognose der Jahrestemperatur der Zukunft ist die Durchschnittstemperatur zwar logisch richtig, Prognosewerte sind aber in der oben dargelegten Systematik der Tarifiermittlung ein Fremdkörper, denn es sollen lediglich die letzt verfügbaren Istwerte herangezogen werden. Außerordentliche Einzelfälle, die für den Netzbetreiber wesentlich sind, müssen im Einzelfall betrachtet werden. Da es derzeit keinen 12-monatigen Rhythmus der Tarifanpassungen gibt und die neu festgesetzten Tarife voraussichtlich länger als ein Jahr gelten, wird jener Effekt abgeschwächt, dass ein temperaturmäßig möglicherweise atypisches Jahr (für die GSNT-VO-Novelle 2005 ist dies das Geschäftsjahr 2003) die Grundlage für einen längeren Zeitraum der Tariffestsetzung darstellt. Aus diesem Grund wird für die Mengenentwicklung ein Dreijahresdurchschnitt (2001 bis 2003) der Istwerte pro Zone und Staffel herangezogen.

Darüber hinaus ist die – auch teilweise Glättung – mit den durchschnittlichen Heizgradtagen zu kurz gegriffen, da der Gasabsatz der Netzbetreiber auch von einer Fülle anderer Faktoren beeinflusst wird (Kundenstruktur, konjunkturelle Einflüsse, gewerbliche Nutzung von Gas, Verhältnis des Gaseinsatzes zu anderen Energieträgern), die mit der derzeitigen von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Datentiefe nicht für ganz Österreich geeignet differenziert und vergleichbar beurteilt werden kann (z.B. Differenzierung Heizungskunden/Brauchwasserabnahme/gewerbliche Nutzung davon temperaturabhängig/nicht temperaturabhängig etc).

Die Glättung, die zwar primär, aber nicht ausschließlich durch die Temperatur bestimmt ist, wird daher durch die Durchschnittsbetrachtung von 3 Jahren, für die auch gesicherte Werte existieren erreicht, auch 3 „kalte“ oder „warme“ Jahre werden dann in den Tarifen entsprechen abgebildet und werden weder den Kunden noch den Netzbetreibern als wirtschaftliche Risikoposition zugerechnet sondern in durch eine angemessene Festlegung der Absatzstruktur für die Bestimmung der Systemnutzungstarife berücksichtigt.

### ***Mengenbasis II: Berücksichtigung struktureller Entwicklungen – Anwendung des geometrischen Mittelwertes der Veränderungen 2001-2002 und 2002-2003***

Das arithmetische Mittel der Jahre 2001, 2002 und 2003 würde strukturelle Veränderungen zwischen dem Beginn (2001) und dem Ende (2003) des Betrachtungszeitraumes vollständig eliminieren. Derartige strukturelle Veränderungen sind bei Gasnetzbetreibern beispielsweise veränderte Kunden- und Abnahmestrukturen aufgrund von Netzausbauten, Neuanschlüssen und konjunkturellen Entwicklungen. Diese müssen bei der Bemessung der Mengenbasis aufgrund ihrer Nachhaltigkeit berücksichtigt werden, da auch die Kostenbasis des Jahres 2003 verwendet wird. Andernfalls würden zwar die Kosten von Neuanschlüssen berücksichtigt werden, nicht aber die entsprechenden Mengen. Dies geschieht durch Berücksichtigung des durchschnittlichen Mengenwachstums, das mathematisch durch das geometrische Mittel berechnet wird. Aufgrund der nunmehr vorliegenden differenzierten Daten pro Zone und

Ebene können die netzbetreiberspezifischen Mengenveränderungen ermittelt werden und die bisher zur Anwendung gebrachten generellen Wachstumsentwicklungen (bisher 1,9 % p.a.) aus der Langfristplanung ersetzt werden.

Durch die Korrektur um das geometrische Mittel der Veränderungen wird systembedingt die jährliche Mengenentwicklung berücksichtigt, allerdings auch mit einer Glättung durch die Anwendung der Durchschnittsbetrachtung. Für das Jahr 2003, das als kaltes Jahr mit hohem Verbrauch der Heizungskunden gilt, wurde aber beobachtet, dass die Werte regelmäßig unter den um das geometrische Mittel erhöhte Wachstum des Dreijahresschnitt der Jahre 2001 bis 2003 liegen. Die von der ECK gewählte Systematik ist aus Sicht der Netzbetreiber daher generell günstiger als die reine Heranziehung der Absatzwerte des Jahres 2003 und bringt daher den gewünschten Glättungseffekt.

Es wurde vom Fachverband Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen ein Gutachten betreffend die Beurteilung der Ermittlungsmethode des Mengengerüsts für das Tarifierungsverfahren für die Festlegung der Gas-Systemnutzungstarife von DI Eugen Naftz/ENERTEC Naftz & Partner in das Ermittlungsverfahren eingebracht. Dieses Gutachten erörtert die Möglichkeit die Mengenbasis auf Basis von Heizgradtagen zu ermitteln. Die ECK steht einer Diskussion sowie weiterentwickelter Methoden über die Ermittlung der Mengenbasis grundsätzlich offen gegenüber, jedoch kann der vom Gutachter eingebrachte Vorschlag mangels der dafür nötigen Daten für alle Netzbereiche Österreichs noch nicht abschließend evaluiert werden.

Von den Netzbetreibern wurde im Zuge des Ermittlungsverfahrens vorgebracht, dass lediglich die Istwerte der Jahre 2001 bis 2003 herangezogen werden und absehbare Entwicklungen der Jahre 2004 und 2005 nicht Eingang in die Berechnung der Absatzstruktur finden. Da es sich bei der Tarifierungsbasis nicht um Prognosewerte handelt sondern nur gesicherte Istwerte herangezogen werden, sind Entwicklungen außerhalb des Betrachtungszeitraumes 2001 bis 2003 grundsätzlich nicht beachtlich. Entwicklungen, die zum Beispiel für das Jahr 2004 oder 2005 relevant sind, werden dann berücksichtigt, sobald sie in der geprüften Tarifierungsperiode beinhaltet sind. Dann liegen auch alle Auswirkungen sowohl kosten- als auch absatzseitig gesamthaft vor und fließen nach entsprechender Prüfung in die nächste Tarifierungsbasis ein. Eine punktuelle Korrektur einzelner Absatzwerte würde die obige Systematik durchbrechen und bestimmte Effekte doppelt berücksichtigen, einmal außerhalb eines Tarifierungszeitraumes und einmal innerhalb eines Tarifierungszeitraumes. Dies führt zu nicht sachgerechten Ergebnissen.

### ***Mengenbasis III: Zusammenführung der Glättung von Absatzschwankungen und struktureller Entwicklung***

Die Ergebnisse aus der witterungsbedingten Glättung und der strukturellen Entwicklung wird durch Multiplikation erreicht und bildet die zur Tarifierung heranzuziehende Mengenbasis.

### ***Basis für Leistungswerte sowie Anzahl der Zählpunkte***

Es wird davon ausgegangen, dass die verrechnete Leistung und die Anzahl der Zählpunkte keinen signifikanten witterungsbedingten Schwankungen unterworfen sind. Aus diesem Grund werden wie bisher einheitlich die letzt verfügbaren Istwerte, somit des Jahres 2003, herangezogen

Aus den oben genannten Schritten wird die Basis für die Tarifierung pro Netzbereich ermittelt, die den ermittelten Kosten wie folgt gegenübergestellt wird.

### ***Ermittlung der Kosten pro Ebene und pro Unternehmen***

Im Zuge der Tarifprüfung der Netzbetreiber werden die Kosten pro Netzebene ermittelt. Für die Ermittlung der Tarife pro Netzbereich sind weiters die vorgelagerten Netzkosten, die nach den Grundsätzen der Kostenwälzung ermittelt werden, zu berücksichtigen. Die Verteilung der Kosten auf die Ebenen 2 und 3 erfolgt analog, wobei die Regulierungskosten zu 100 % nach verbrauchter Menge sowie die anderen Kosten zu 30 % nach verbrauchter Menge und 70 % nach transportierten Leistung gewälzt werden.

### ***Berücksichtigung der mengenabhängigen Kostenentwicklung zwischen dem letzten Prüfungsjahr und dem Inkrafttretenszeitpunkt***

Für den Zeitraum zwischen dem Prüfungsjahr und dem Inkrafttretenszeitpunkt der Novelle wird eine Annahme zur Entwicklung der Mengenbasis auf Basis der WIFO Studie "Nachfrage nach Gas bis 2010" und der letzt verfügbaren Langfristplanung in Höhe von 1,1 % p.a. getroffen (vgl. dazu auch oben die Ausführung zum Kapitel "Berücksichtigung mengenabhängiger Änderungen"). Der K-Faktor wird mit 0,5 bemessen, der Anwendungszeitraum wird vom Ende des Jahres 2003 bis zum In-Kraft-Treten der GSNT-VO-Novelle 2005, also von 31.12.2003 bis 01.11.2005, das sind 22 Monate festgelegt) wodurch sich insgesamt ein mengenabhängiger Abschlag von 1 % ergibt  $(1 - (0,5 * 0,011))^{1,83}$ . Dieser Faktor wird auf die gesamten gewälzten Kosten angewendet.

### ***Hochrechnung der Kosten auf 2005 mittels Mengenfaktor pro Ebene 2 und 3***

Die gewälzte Kostenbasis pro Ebene wird daher um diesen Faktor vermindert und wird der oben ermittelten Basis aus Mengen, Leistungen und Zählpunkten gegenübergestellt.

### ***Ermittlung der Tarife aufgrund der neuen Basis***

Für die Berechnung der neuen Tarife wird eine Erlösberechnung mit der neu ermittelten Mengen- Leistungs- und Zählpunktwerte und die bestehenden Tarife durchgeführt. Die Erlöse pro Ebene werden wie oben dargestellt mit den gewälzten Kosten pro Ebene im Netzbereich verglichen. Der prozentuelle Unterschied ergibt den Veränderungsfaktor der Tarife.

Die Veränderung der Tarife wird linear innerhalb der Ebene einheitlich in allen Zonen und Staffeln durchgezogen. In einigen Fällen wird jedoch auf regionale Gegebenheiten Rücksicht genommen und werden die Tarife nach individuellem Veränderungsbedarf (zB Vereinheitlichen von Größtindustrietarifen) angepasst.

Die oben beschriebene Berechnungssystematik, die in den jeweiligen Ermittlungsverfahren angewendet wurde, sei an folgenden Zahlenbeispielen zusätzlich erläutert.

### Beispiel zur Ermittlung der Mengenbasis

Ermittlung der Mengenbasis für Tarifierung						
Ebene 3	2003	2002	2001	Aritmetisches Mittel	Geometrisches Mittel der Veränderung	Mengenbasis für Tarifierung
Zone 1	52.537.500	50.564.500	54.079.500	52.393.833	99%	51.641.464
Zone 2	34.374.500	31.811.500	32.694.750	32.960.250	103%	33.796.341
Zone 3	56.223.250	50.385.500	49.566.250	52.058.333	107%	55.444.083
Zone 4	30.340.750	27.816.500	27.549.750	28.569.000	105%	29.981.224
Zone 5	35.285.000	33.823.000	33.258.750	34.122.250	103%	35.146.312
Zone 6	20.780.250	19.752.000	18.408.000	19.646.750	106%	20.874.342
Zone 7	16.180.750	12.160.000	8.278.250	12.206.333	140%	17.065.353
<b>Summe</b>	<b>245.722.000</b>	<b>226.313.000</b>	<b>223.835.250</b>	<b>231.956.750</b>		<b>243.949.119</b>

### Beispiel zur Ermittlung der Kostenbasis für die Tarifierung

Ermittlung der Kostenbasis für Tarifierung				
Wälzungsparameter	Ebene 2	Ebene 3	Summe	Anteil
Verbrauchte Arbeit	812.750.000	245.722.000	1.058.472.000	30%
Höchste Stündliche Leistung	99.116	33.206	132.322	70%

Ermittelten Kosten	EUR
RZF	200.000
Ebene 1 (inkl. OMV)	1.500.000
Ebene 2	800.000
Ebene 3	600.000
<b>Summe</b>	<b>3.100.000</b>

Wälzung	Ebene 2		Ebene 3		Summe
	nach Arbeit	nach Leistung	nach Arbeit	nach Leistung	
RZF	153.570		46.430		<b>200.000</b>
Ebene 1 (inkl. OMV)	345.533	786.506	104.467	263.494	<b>1.500.000</b>
Ebene 2	184.285	419.470	55.715	140.530	<b>800.000</b>
Ebene 3			600.000		<b>600.000</b>
<b>Summe</b>	<b>683.388</b>	<b>1.205.976</b>	<b>806.612</b>	<b>404.024</b>	<b>3.100.000</b>

Kosten pro Ebene	Ebene 2	Ebene 3
Ermittelten Kosten pro Ebene	1.889.364	1.210.636
Abschlagsfaktor (mengenabh.)	0,984	0,984
<b>Tarifbasis</b>	<b>1.858.886</b>	<b>1.191.107</b>

### Zu § 11 Übergangsbestimmung

Dem § 11 wurde ein neuer Absatz angefügt, der die Grundlage schafft, dass die Abrechnung der Systemnutzungstarife im Falle von Tarifierungsanpassungen, die zeitlich nicht mit der Abrechnungsperiode zusammenfallen, aus Transparenzgründen bei allen Netzbetreibern einheitlich erfolgen kann. Festgelegt wird, dass die Verbrauchsabgrenzung, wie diese auch derzeit schon von einigen Netzbetreibern gehandhabt wird, anhand der standardisierten Lastprofile vorgenommen werden muss.

### Zu § 12 Inkrafttreten

Die GSNT-VO-Novelle 2005 tritt zeitgleich mit der RZF-VO-Novelle 2005 sowie der Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Anlage 3 zum Gaswirtschaftsgesetz geändert wird, am 1. November 2005 in Kraft. Die Tarifbestimmungen GSNT-VO-Novelle 2005 Erläuterungen\_Beschluss 20051025.doc

für den Netzbereich Vorarlberg treten davon abweichend auf Antrag des Netzbetreibers mit 1. Oktober 2005 in Kraft, dem entsprechend tritt auch die Regelung des § 2 Z 6 für den Netzbereich Vorarlberg mit diesem Tag in Kraft.

Zur Implementierung der neuen Bestimmung in § 11 Abs 2 ist bei manchen Netzbetreibern eine Umstellung der Abrechnungssysteme erforderlich. Den Netzbetreibern wird daher eine Umstellungsfrist eingeräumt, um die Einheitlichkeit der Abrechnungssysteme zu gewährleisten ist jedoch eine ehest mögliche Umstellung wünschenswert.

## Anhang Musterrechnung

Herr  
Max Mustermann  
Musterkundengasse 4  
A-1010 Musterkundenstadt

Kundennummer: [0123456789]  
Rechnungsnummer: [987654]  
Rechnungsauskunft: ☎ 0800 000 000

Gasmusterstadt, am [01.03.2005]

## Jahresabrechnung – Gas für Energie und Netzdienstleistung

Abrechnungszeitraum (Anzahl der Kalendertage): [01.01.2004] bis [31.12.2004] (366 d)  
Gesamtverbrauch: [15000 kWh]  
Zählpunkt(e): [AT00000000000000000001000098765432]  
Tarifmodell: [Mustertarif]  
Bilanzgruppe: [Musterbilanzgruppe]

Übersicht	Netto	USt	Brutto
Energiepreis - Versorger: [Gas Muster Energie]	233,23	46,65	279,88
Systemnutzungsentgelt für die Netzdienstleistung - Netzbetreiber: [Gas Muster Netz]	250,39	50,08	300,47
gesetzliche Abgabe, Zuschläge, Beiträge	78,82	15,76	94,58
<b>Gesamtpreis</b>	<b>562,44</b>	<b>112,49</b>	<b>674,93</b>
verrechnete Teilbeträge (6 x 90 €)	-450,00	-90,00	-540,00
<b>Abrechnungsdifferenz</b>	<b>112,44</b>	<b>22,49</b>	<b>134,93</b>
zuzüglich 1. Teilbetrag neu	93,74	18,75	112,49
<b>Rechnungsendbetrag</b>	<b>206,18</b>	<b>41,24</b>	<b>247,42</b>

Der neue Teilbetrag wird bis zur nächsten Jahresabrechnung noch **[5]** mal eingehoben. Bitte überweisen Sie diesen Betrag bis spätestens **[Fälligkeitsdatum]** mit dem beigefügten Zahlschein / Dieser Betrag wird in den nächsten Tagen von Ihrem Konto **[Kontonummer]** bei der **[Bank, Blz.]** abgebucht.

Die nächste Zählerablesung erfolgt im **[Monat]**. Sie werden ersucht, zum angekündigten Ablesestermin den Zutritt zu den Messgeräten zu ermöglichen. Bei Nichtdurchführbarkeit der Ablesung kann eine Schätzung aufgrund der Verbrauchswerte Ihrer Vorjahresabrechnung erfolgen.

### Zusatzinformationen zur Netznutzung:

Die Verrechnung der Netznutzung erfolgt im Namen und auf Rechnung Ihres Netzbetreibers [Gas Muster Netz] aufgrund des behördlich verordneten Systemnutzungsentgeltes gemäß Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO). Der Faktor für die Umrechnung von einem Kubikmeter Gas in kWh an Ihrem Standort beträgt [10,45]

### Zusatzinformationen:

Zahlungsart: [Abbuchungsauftrag], Bindefrist: [keine], Zahlungsintervall: [zweimonatlich], Kündigungsfrist: [1 Monat, Monatsende]

Firma Gas Muster  
A-1020 Gasmusterstadt, Gasmusterplatz 10  
Tel.: +43 1 00000 Dw. 10  
Fax.: +43 1 00000 Dw. 20  
e-mail: [rechnung@gasmuster.at](mailto:rechnung@gasmuster.at)  
<http://www.gasmuster.at>  
Bank Kto: 000 00 000, Blz: 10000

FN: 000000  
Gerichtsstand: Musterstadt  
DVR: 000000  
UID, ATU: 0000000

Anhang Musterrechnung

Jahresabrechnung – Gas für Energie und Netzdienstleistung im Detail

Zählernummer <sup>(9)</sup> Zählertyp	Gesamtverbrauch in m <sup>3</sup>	Gesamtverbrauch Vorperiode in m <sup>3</sup>	Umrechnungs- faktor	Gesamtverbrauch in kWh	Abrechnungszeitraum (Anzahl der Kalendertage)	Zählerstand in m <sup>3</sup>		
3439 G 4	<b>1.402</b>	1.600	10,45	<b>15.000<sup>(2)</sup></b>	01.01.04 31.12.04 (366 d)	5.500 6.902	K/N/G <sup>(1)</sup> K/N/G <sup>(1)</sup>	
Bezeichnung	Zusammensetzung	Datum		Grundpreis		Arbeitspreis		Gesamtpreis
		von	bis	Monate	Cent/Monat	kWh Cent/kWh	€	
<b>Energiepreis</b>								
[Versorger Gas Muster Energie]	Grundpreis <sup>(3)</sup>	01.01.04	31.12.04	12,00	234			28,08
[Tarifmodell bzw. -name]	Arbeitspreis <sup>(4)</sup>							
[Vertragsnummer]	0 - 8.000 kWh (Zone 1)	01.01.04	31.12.04			8.000	1,4928	119,42
	8.001-15.000 kWh (Zone 2)	01.01.04	31.12.04			7.000	1,2378	86,65
Bonus für Bankeinzug								-0,92
<b>Summe</b>								<b>233,23</b>
<b>Entgelt für die Netzdienstleistung<sup>(5)</sup></b>								
[Netzbetreiber Gas Muster Netz]	Pauschale <sup>(6)</sup>	01.01.04	30.09.04	12,00	234			28,08
[Netzbereich Musterstadt, Netzebene 3]	Arbeitspreis <sup>(7)</sup>	01.01.04	31.12.04					
[nicht gemessene Leistung, Lastprofiltyp]	0 - 8.000 kWh (Zone 1)	01.01.04	31.12.04			8.000	1,4928	119,42
[Vertragsnummer]	8.001-15.000 kWh (Zone 2)	01.01.04	31.12.04			7.000	1,2378	86,65
Entgelt für Ablesung <sup>(8)</sup>		01.01.04	31.12.04					4,00
Entgelt für Messleistungen		01.01.04	31.12.04	12,00	102			12,24
<b>Summe</b>								<b>250,39</b>
<b>Gesetzliche Abgaben, Zuschläge, Beiträge</b>								
Erdgasabgabe <sup>(10)</sup>		01.01.04	31.12.04			15.000	0,3938	59,07
Gebrauchsabgabe <sup>(11)</sup>		01.01.04	31.12.04			15.000	0,0013	19,75
<b>Summe</b>								<b>78,82</b>
<b>Gesamtpreis netto</b>								<b>562,44</b>
Umsatzsteuer 20 %								112,49
<b>Gesamtpreis brutto</b>								<b>674,93</b>

Firma Gas Muster  
A-1020 Gasmusterstadt, Gasmusterplatz 10  
Tel.: +43 1 00000 Dw. 10  
Fax.: +43 1 00000 Dw. 20  
e-mail: [rechnung@gasmuster.at](mailto:rechnung@gasmuster.at)  
<http://www.gasmuster.at>  
Bank Kto: 000 00 000, Biz: 10000

FN: 000000  
Gerichtsstand: Musterstadt  
DVR: 000000  
UID, ATU: 0000000

## Erläuterungen zu Ihrer Jahresabrechnung – Gas für Energie und Netzdienstleistung

- (1) Zählerstand jeweils am Tag der Ablesung
  - K** Selbstableitung durch den Kunden
  - N** Ablesung durch den Netzbetreiber
  - G** Verbrauch vom Netzbetreiber geschätzt. Ihr Netzbetreiber kann eine Schätzung vornehmen, wenn eine Ablesung zu den angekündigten Ableseterminen durch den Netzbetreiber nicht erfolgen konnte bzw. keine Selbstableitung durch den Kunden durchgeführt wurde. Bei der nächsten Ablesung kann es zu einer Nachverrechnung kommen!
- (2) Die Errechnung des Faktors für die Umrechnung von einem Kubikmeter Gas in kWh erfolgt gemäß der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO).
- (3) Der Grundpreis für Energie ist ein Bestandteil Ihres Gastarifes, mit dem verbrauchsunabhängige Fixkosten der Energielieferung pauschaliert abgedeckt werden.
- (4) Der Arbeitspreis für Energie ist ein Bestandteil Ihres Gastarifes.
- (5) Das Entgelt für die Netznutzung (Systemnutzungsentgelt) ist in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung behördlich festgelegt.
- (6) Die Pauschale für Netzdienstleistung ist ein Teil des behördlich festgesetzten Netznutzungsentgeltes und deckt verbrauchsunabhängige Fixkosten - etwa Administration, Verrechnung, Störungsdienste sowie laufende Wartung und Instandhaltung des Netzes - ab.
- (7) Der Arbeitspreis für die Netzdienstleistung ist ein Teil des behördlich festgesetzten Netznutzungsentgeltes und wird für die Zonen so festgelegt, dass je nach Jahresverbrauch alle darunter liegenden Zonen durchlaufen werden. Für die ersten [8.000] kWh kommt der Tarif in der Zone 1 zur Anwendung, für die folgenden [7.000] kWh der Tarif in der Zone 2 usw.
- (8) Das Entgelt für Ablesungen deckt die für Ihren Netzbetreiber entstehenden Kosten der Zählerablesung ab. Die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung legt Höchstpreise für das Entgelt für Ablesung mit max. EUR [8.-] bei monatlicher Ablesung bzw. max. EUR [4.-] bei jährlicher Ablesung durch Ihren Netzbetreiber fest. Bei Selbstableitung durch den Kunden darf kein Entgelt für Ablesung in Rechnung gestellt werden.
- (9) Das Entgelt für Messleistungen deckt die Kosten für Bereitstellung, den Betrieb und die Eichung der Messgeräte ab und ist für verschiedene Geräte am Zählpunkt aufzugliedern. Die Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung legt Höchstpreise für Messentgelte fest; hierbei werden z.B. Zählertypen G 4; G 6 usw. ihrer Größe nach unterschieden.
- (10) Die Erdgasabgabe bestimmt sich nach dem Erdgasabgabengesetz.
- (11) Der Gebrauch von öffentlichem Grund und des darüber liegenden Luftraumes unterliegt in einigen Gemeinden einer Gebrauchsabgabe. Die rechtlichen Grundlagen für die Einhebung einer Gebrauchsabgabe sind in Landesgesetzen geregelt.