

Erläuterungen zur

Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung, GSNT-VO)

Zu § 1 Abs. 1

Das für die Netznutzung zu entrichtende Entgelt (Systemnutzungsentgelt) setzt sich lt. § 23 Abs. 1 GWG aus dem Netznutzungsentgelt, dem Entgelt für Messleistungen sowie dem einmalig zu leistenden Netzbereitstellungsentgelt und Netzzutrittsentgelt zusammen.

Das Netzbereitstellungsentgelt ist als Pauschalbetrag dem Kunden anlässlich der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses oder einer Änderung infolge der Anpassung der Kapazität einmalig in Rechnung zu stellen, um die Investitionen in das vorgelagerte Netz abdecken zu können. Der Netzbetreiber verrechnet mit dem Netzbereitstellungsentgelt die Kosten des zur Ermöglichung des Anschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbaus des Netzes, die nicht über Netzzutrittsentgelt und Netznutzungsentgelt abgegolten werden, im Ausmaß der vereinbarten Inanspruchnahme des Netzes. Ein solches Netzbereitstellungsentgelt ist dem Kunden diskriminierungsfrei nach dem Verursachungsprinzip zu verrechnen..

Der Netzbewerber hat die Aufwendungen des Netzbetreibers, die mit der Herstellung seines Anschlusses an das Netz verbunden sind, durch Bezahlung des Netzzutrittsentgelts dem Netzbetreiber abzugelten. Dieses Netzzutrittsentgelt ist nach den tatsächlichen Aufwendungen des Netzbetreibers zu berechnen und wird nicht in dieser Verordnung festgelegt. Bei Netzan- schlüssen 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. Dieses Netzzutrittsentgelt entfällt insoweit, als der Netzbewerber die Aufwendungen für den Netzan- schluss selbst getragen hat.

Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems, die Betriebsführung, den Versorgungswiederaufbau, die Aufwendungen für den Einsatz der Regelenergie, die Netzeng- passbeseitigung sowie die Verdichtung von Erdgas insbesondere nachstehende Leistungen abgegolten:

- a) Abgeltung für die Nutzung sämtlicher vorgelagerter Netzebenen.
- b) Übernahme des Erdgases gem. den Fahrplänen der Sonstigen Marktregeln bis zur ma- ximal vereinbarten Transportkapazität am Einspeisepunkt und Bereitstellung am Ent- nahmepunkt.
- c) Befüllung des Netzes mit Erdgas durch den Netzbetreiber
- d) Druckhaltung: Der Netzbetreiber stellt in Zusammenarbeit mit dem Regelzonenführer gemäß den gesetzlichen Bestimmungen des GWG die Druckhaltung und das Gleich- gewicht von Einspeisung und Entnahme unter Berücksichtigung einer wirtschaftlichen Fahrweise sicher.
- e) Steuerung des Gasflusses: Die Systemsteuerung beinhaltet insbesondere die Steuerung des Gasflusses, die Erstellung von Erdgasbilanzen, den Ausgleich von Messdifferen- zen und den Eigenverbrauch sowie die Bereitstellung von Regelenergie.
- f) Odorierung des Erdgases durch den Netzbetreiber.

- g) 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).
- h) Kosten der Regelzonenführung und Kosten der Regulierung

Durch das Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber von den Kunden jene direkt zuordenbare Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählerinrichtungen, 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 besseren Transparenz des für die Netznutzung zu zahlenden Entgeltes in der Ebene 2 und 3, sind diese gesondert auf den Rechnungen für die Netznutzung auszuweisen.

Zu § 2: Zu Z 2, 6 und 7

Diese Definitionen entsprechen jenen der Lastprofilverordnung der Energie-Control GmbH, kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung vom 28. August 2002.

Zu Z 5

Der Verrechnungsbrennwert gilt mit einer Toleranz von +/- 2 %, weil jede der genannten Größen für die Ermittlung desselben mit einer Messtoleranz behaftet ist. Da die Gasqualität in den Netzbereichen Tirol und Vorarlberg ausschließlich von Importen aus Deutschland bestimmt ist und bisher eine thermischen Gasverrechnung in diesen Netzbereichen durchgeführt wurde, orientiert sich die Bestimmung der Gasqualität und deren Verrechnung an die Kunden im Unterschied zur Regelzone Ost der DVGW Richtlinie G 685.

Zu § 3 Abs. 1

In der Regelzone Ostösterreich setzt sich die Netzebene 1 aus den Fernleitungen der in der Anlage 2 zum Gaswirtschaftsgesetz genannten Leitungen zusammen. Da die Fernleitungsnetzbetreiber OMV Erdgas GmbH, Steirische Ferngas AG, EVN AG und Oberösterreichische Ferngas AG unterschiedliche Kosten aufweisen, sind Zahlungen zwischen den Netzbetreibern durchzuführen. Für die Verrechnung dieser Kosten sieht das GWG keine spezifischen Regelungen vor. Die Summe der Netzkosten des Inlandsteiles der in der Anlage 2 des Gaswirtschaftsgesetzes genannten 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, sowie in weiterer Folge auf die Netzebene 3 gewälzt. Unter verbrauchter Arbeit (Brutto-Arbeit) sind jene Mengen an Erdgas zu verstehen, die das gesamte Verbraucherkollektiv eines Netzbereiches in einem Abrechnungszeitraum verbraucht. Die in Anspruch genommene Leistung (Netto-Leistung) stellt jene Leistung (kWh/Stunde) dar, die zur Versorgung des gesamten Verbraucherkollektivs eines Netzbereiches in der nachgelagerten Netzebene für den jeweiligen Abrechnungszeitraum benötigt wird.

Die Verteilung der Gesamtkosten der Fernleitungsebene nach einem Verhältnis 70 % zu 30 % nach Leistung – Netto und Arbeit – Brutto erfolgt aufgrund der gängigen Praxis, Gasleitungen nach der geplanten benötigten Kapazität zu dimensionieren und nicht nach der durchgeleiteten Gasmenge. Daraus ergibt sich die Betonung der Leistungskomponente in der Festlegung des Wälzungsschlüssels.

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

Zu § 3 Abs.2

In der Netzebene 2 und 3 wird in Verteilleitungen > 6 bar und < 6 bar unterschieden. Diese Unterteilung geht auf die Abbildung der Netzstruktur im österreichischen Gasnetz zurück, das die Gaswirtschaft im Rahmen der „Allgemeinen Netzbedingungen“ gemäß § 19 GWG 2000 erstellt hat. Die Wälzung der Netzkosten der Ebene 2 auf 3 nach einem Verhältnis 70 % zu 30 % nach Leistung – Netto und Arbeit – Brutto erfolgt nach den gleichen Prinzipien wie für die Wälzung der Ebene 1.

Zu § 3 Abs. 3

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 (siehe die taxativ in der Anlage 2 des Gaswirtschaftsgesetzes angeführten Rohrleitungen) 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 Verteilnetze der jeweiligen Netzbetreiber gewälzt.

Die Anwendung des Briefmarkensystems in Österreich lässt Faktoren wie z.B. 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) als auch die geographischen Gegebenheiten (Verlauf der Alpen) unberücksichtigt.

Die reine Anwendung des Briefmarkensystems würde dazu führen, dass Verteilnetzbetreiber mit hoher Nettoleistung, nahe des Entry-points in Baumgarten, bedingt durch die erforderlichen Nennweiten der Erdgasrohrleitungen, erheblich benachteiligt werden würden. Ebenso würden Verteilnetzbetreiber, die zwar an die Ebene 1 angeschlossen sind, die aber keine eigenen Rohrleitungen auf der Ebene 1 betreiben, aber trotzdem 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 „Gassee 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 daher eine kostenverursachungsgerechte Zuordnung der Kosten der Netzebene 1 in der Regelzone Ost zu gewährleisten, sind daher die tatsächlichen Gegebenheiten und die daraus resultierenden Konsequenzen so zu berücksichtigen, dass systemerforderliche Ausgleichsfaktoren Bevorteilungen und Benachteiligungen nach dem Prinzip der Kostenverursachungsgerechtigkeit ausgleichen. Die nachfolgende Tabelle zeigt den Anteil

eigener Fernleitungen an den gesamten Fernleitungen gem. Anlage 2 zum Gaswirtschaftsgesetz sowie die sich daraus ergebende Ableitung des Ausgleichsfaktors, der nach der Wälzung gemäß § 3 Abs.1 zur kostenverursachungsgerechten Verteilung der Kosten der Ebene 1 zur Anwendung kommt:

Netzbereiche in der Regelzone Ost	Längenanteil in %	Ausgleichsfaktor
Niederösterreich	18	1,3
Oberösterreich	10	1,1
Steiermark	9	1,1
Wien	0	0,7
Kärnten	0	0,7
Salzburg	0	0,7
Burgenland	0	0,7

Zu § 4

Gemäß den Vorgaben des Gaswirtschaftsgesetzes wurde die Netzebene 1 für den ostösterreichischen Bereich mit den in der Anlage 2 zum Gaswirtschaftsgesetz genannten Leitungen definiert. Für den Bereich Tirol und Vorarlberg umfasst die Ebene 1 die grenzüberschreitenden Leitungsstücke in diesen Bundesländern.

In der Netzebene 2 und 3 werden neun Netzbereiche geschaffen, die sich aus allen Netzbetreibern eines Bundeslandes zusammensetzen und sich nicht mit den Bundesländergrenzen decken müssen.

Zu Abs. 2 Z. e.) Die Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation ist Rechtsnachfolger der Salzburger Stadtwerke.

Da die OMV über direkt an ihrem Netz angeschlossenen Abnehmer in den Netzbereichen Niederösterreich und Wien verfügt, wird im § 4 Abs. 2 Z. c und i. die OMV als Netzbetreiber angegeben.

Zu § 5

Vom Netzbereitstellungsentgelt ist das Netzzutrittsentgelt abzugrenzen, das der Netzbenutzer für Aufwendungen des Netzbetreibers, die mit der Herstellung seines Anschlusses an das Netz verbunden sind, dem Netzbetreiber abgeltet und nicht in dieser Verordnung festgelegt ist. Das Netzbereitstellungsentgelt umfasst jene Kosten, die im Zusammenhang mit dem bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Netzanschlusses aufgewendet wurden. Das Netzbereitstellungsentgelt ist einmalig bei der erstmaligen Herstellung des Netzanschlusses oder der Änderung des Anschlusses infolge der Änderung der Kapazität als Pauschale vom Netzbetreiber dem Netzkunden zu verrechnen.

Zu § 6 Abs. 1

Das Netznutzungsentgelt für Entnehmer und Einspeiser aus inländischer Produktion wird pro Netzbereich einheitlich festgestellt, auch wenn ein Netzbereich aus mehreren Netzbetreibern besteht, wie dies in Oberösterreich, Kärnten, Steiermark, Tirol und Vorarlberg der Fall ist

Alle Tarife werden in kWh bzw. kWh/h in der Verordnung festgelegt und veröffentlicht. Für die Netzbetreiber, die auf Grund der bisherigen Praxis die Fakturen in m³ bzw. m³/h ausstellen, muss der Netzpreis entweder auch in kWh bzw. kWh/h angegeben werden oder dem Kunden der Umrechnungsfaktor so dargestellt werden, dass dieser durch einfache Multiplikation eine Umrechnung in kWh bzw. kWh/h vornehmen kann.

Die den Preisansätzen zugrundeliegende Kostenbasis wurden auf der Grundlage eines Gutachtens von Herrn Univ.-Prof. Dr. Stefan Bogner und Herrn Dipl. Ing. Dr. Peter Christoph (Gutachten Bogner/Christoph) über die Berechnung der Tarife für die Systemnutzung im Bereich öffentlicher Erdgasnetze im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit der Republik Österreich erstellt. Im Gutachten umfasste die Festlegung der Kostenbasis neben der Erfassung der Kapitalkosten und der laufenden Betriebskosten für Erdgasnetze auch die Kosten für das von den Netzbetreibern wahrzunehmende Netzmanagement. Dabei wurde insbesondere die Vorgabe für eine einheitliche Kostenartenrechnung als Grundlage der notwendigen Datenerhebung zu entwickelt.

Die Kostenbasis, die in von der Energie-Control Kommission den Netzbetreibern als Grundlage für die Tarifierung zugestanden wurde, weicht zum Teil erheblich von den beantragten Kosten ab. Reduktionen der Kostenbasis wurden insbesondere durch die Angleichung einheitlicher Kostenermittlungsprinzipien als auch durch die Anwendung von Angemessenheitskriterien realisiert.

Zu § 6 Abs. 2

Die Berechnung des Arbeitspreises folgt dem Prinzip des Einkommenssteuertarifes. Damit werden im Gegensatz zu anderen Modellen komplizierte Einschleifregelungen vermieden. 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 und für die darauf folgenden 25.000 kWh der Tarif in der Zone 3, usw. Ab einem Verbrauch von umgerechnet 1.107 001 kWh muss gemäß § 3 Abs. 3 der Lastprofilverordnung ein Lastprofilzähler eingebaut werden. Ab dieser Menge werden nicht die ersten 7 Zonen durchlaufen. Die Zonung beginnt mit Zone A neu. Die weitere Zonung bis Zone D folgt dem gleichen Prinzip wie in den Zonen 1-7.

Zu § 6 Abs. 3

Eine Pauschale kommt in den Zonen 1-7 zur Anwendung, um unabhängig vom Verbrauch fixe Kostenbestandteile der Administration, der Verrechnung, des Störungsdienstes, sowie der laufenden Wartung des Rohrnetzes abzudecken.

Zu § 6 Abs. 4

Der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes ist grundsätzlich auf den Zeitraum eines Jahres zu beziehen und ist so gestaltet, dass der leistungsbezogene Anteil 80% des Netznutzungspreises je Netzebene nicht übersteigt.

Zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes ist das arithmetische Mittel der im letzten Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung heranzuziehen. Für die Berechnung

der Akontierung des monatlichen Netznutzungsentgeltes sind die Basisdaten der vorangegangenen Abrechnungsperiode heranzuziehen. Die entgeltliche Berechnung des Netznutzungsentgeltes erfolgt am Ende einer Abrechnungsperiode (Jahr) mit der Jahresabrechnung. Diesem auf Basis der tatsächlichen Verbrauchswerte ermittelten Netznutzungsentgelt ist die Akontierung aus der aktuellen Abrechnungsperiode gegenüberzustellen und der daraus resultierende Saldo dem Netzkunden in Form einer Gutschrift oder Nachbelastung zu verrechnen.

Bei Kunden, bei denen bisher keine Leistungsbemessung möglich war oder keine Lastprofilzähler gemäß der Lastprofil Verordnung eingebaut werden konnten, sind die vertraglich vereinbarten Mindestleistungen als Leistungspreis zu verrechnen. Die Pauschale entfällt bei Verrechnung des Leistungspreises.

Zu § 6 Abs. 5

Um die Zonen auf die verschiedenen Kundenstrukturen in den Netzbereichen anzupassen, ist es möglich, mehrere Zonen zusammenzufassen und den gleichen Tarif zu verrechnen; dasselbe gilt auch für Staffeln. Die Zonen und Staffeln müssen nicht entsprechend zusammengefasst werden, sondern können unabhängig von einander unterschiedliche Strukturen aufweisen.

Ab einem Verbrauch von umgerechnet 1,107.001 kWh muss gemäß § 3 Abs. 3 der Lastprofilverordnung ein Lastprofilzähler eingebaut werden. Ab diesen Mengen werden nicht die ersten 7 Zonen durchlaufen, sondern die Zonung beginnt mit Zone A neu.

Zu § 6 Abs. 6

Eine Staffel ist so zu verstehen, dass die gesamte Menge mit einem Tarif verrechnet wird.

Tarifbeispiel für einen Kleinkunden, der Gas aus der Ebene x entnimmt:

a.) Arbeitspreis

Die Berechnung des Arbeitspreises folgt dem Prinzip des Einkommenssteuertarifes. 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 und für die darauffolgenden 25.000 kWh der Tarif in der Zone 3, usw.. Ab einem Verbrauch von umgerechnet 1,107.001 kWh, muss gemäß der Lastprofilverordnung § 3a ein Lastprofilzähler eingebaut werden.

b.) Pauschale

Eine Pauschale kommt in der Zone 1-7 zur Anwendung, um unabhängig vom Verbrauch fixe Kostenbestandteile der Administration, der Verrechnung, des Störungsdienstes sowie der laufenden Wartung des Rohrnetzes abzudecken.

c.) Beispiel für das Netznutzungsentgelt (ohne Messpreis und Netzbereitstellungsentgelt):

Netzbetreiber X KWh		Arbeitspreis Cent/kWh		Pauschale Cent/Monat
0 – 8.000	Zone 1	1,300	Staffel 1	200
8.001 - 15.000	Zone 2	1,100	Staffel 2	200
15.001 – 40.000	Zone 3	1,000	Staffel 3	200
...	Zone 4	0,900	Staffel 4	200

KUNDE Y

Jahresverbrauch	10.000	kWh
-----------------	--------	-----

	kWh pa	Nm ³ pa	Arbeitspreis Cent/Jahr	Pauschale Cent/Jahr	SUMME Cent/Jahr
	8.000	722	10.400		
	2.000	180	2.200		
	10.000	903	12.600	2.400	15.000

1,5 Cent/kWh

16,6 Cent/m³a

Tarifbeispiel für einen Großkunden, der Gas aus der Ebene x entnimmt

a.) Berechnung des Leistungspreises:

Die Leistung wird ab einem Verbrauch von 1,107.000 kWh mit einem Lastprofilzähler gemessen. Der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes ist grundsätzlich auf den Zeitraum eines Jahres zu beziehen und wird so gestaltet, dass der leistungsbezogene Anteil 80% des Netznutzungspreises je Netzebene nicht übersteigt.

Zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes ist das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten stündlichen Durchschnittsbelastung heranzuziehen. Der Durchschnitt der 12 Monatsspitzen wird mit dem Tarif in der entsprechenden Staffel multipliziert und monatlich verrechnet.

b.) Berechnung des Arbeitspreises:

Ab 1,107.000 kWh beginnt die Zonung neu, und die gesamte Menge bis 5,000.000 kWh wird mit dem Tarif in der Zone A verrechnet, die nächsten 5,000.000 kWh bis 10,000.000 kWh wird mit dem Tarif in der Zone B verrechnet, usw..

c.) Beispiel für das Netznutzungsentgelt (ohne Messpreis und Netzbereitstellungsentgelt):

Netzbetreiber X kWh		Arbeitspreis Cent / kWh		Leistungspreis Cent / kWh / h
0 - 5,000.000	Zone A	0,1	Staffel A	400
5,000.001 - 10,000.000	Zone B	0,08	Staffel B	400
10,000.001 - 100,000.000	Zone C	0,05	Staffel C	400
ab 100,000.000	Zone D	0,04	Staffel D	400

KUNDE Y

Jahresverbrauch	30,000.000	Nm ³
	321,000.000	kWh
Stundenspitze	8.000	Nm ³
	85.600	kWh

kWh pa	kWh ph	Arbeitspreis €/Jahr	Leistungspreis €/Jahr	SUMME €/Jahr
5,000.000		5.000		
5,000.000		4.000		
90,000.000		45.000		
221,000.000		88.400		
321,000.000	85.600	142.400	342.400	484.800
				0,15 Cent/KWh
				1,6 Cent/m ³

Zu § 6 Abs. 6 Z. 2 und 4

Ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser aus inländischer Produktion fällt unter Nachweis entsprechender Kosten in den Netzebenen im Netzbereich Oberösterreich an. Da gem. Gaswirtschaftsgesetz § 23a Abs. 6 ein Netznutzungsentgelt für Einspeiser nur für die Ebene 2 und 3 zu bestimmen ist, kann davon ausgegangen werden, dass sämtliche Kosten der Einspeisung unabhängig von der Netzebene zu berücksichtigen sind. Da das Erdgas ein bundeseigener mineralischer Rohstoff ist, hat die Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) als inländischer Produzent gegenüber dem Eigentümer die Verpflichtung, dieses Erdgas bis an die wirtschaftlichen Grenzen auszufördern. Diese Verpflichtung stößt einerseits auf technische und auf aus den technischen Restriktionen resultierenden ökonomischen Grenzen.

Die Umsetzung dieser Verpflichtung seitens des inländischen Produzenten kann dazu führen, dass der Netzbetreiber des Netzes, in welches der inländische Produzent einspeist, das Netz auf einem Betriebsdruck betreibt, der für den Netzbetreiber nicht das wirtschaftliche Optimum darstellt. Dies bedeutet, dass aufgrund des niedrigeren als dem wirtschaftlich optimalen Betriebsdruckniveaus die Rohrleitungsnennweiten größer ausgeführt werden müssen, um die

selbe Erdgasmenge durchzuleiten. Unter diesem Aspekt hat die Oberösterreichische Ferngas AG höhere Investitions- und Betriebskosten nachgewiesen. Ebenfalls sind die für die aufwendigere Drucksteuerung des Netzes höheren Personal- und Investitionskosten zu berücksichtigen. Diese höheren Kosten werden dem Netzbetreiber Oberösterreichische Ferngas durch den Verursacher RAG als inländischer Produzent durch das Entgelt für Einspeiser aus inländischer Produktion ersetzt.

Um aber den Gesamtkomplex zu erfassen, sind auch die Opportunitätskosten, die dem Netzbetreiber durch ein höheres Betriebsdruckniveau hervorgerufen werden würden, zu berücksichtigen. Unter die Opportunitätskosten fällt speziell die erforderliche größere Erdgasvorwärmleistung und die daraus hervorgehenden höheren Investitionskosten für diese technischen Ausrüstungen. Weiters sind auch die höheren Betriebskosten, welche durch die größere Erdgasmenge, die als Brenngas für die Vorwärmung erforderlich ist, entstehen, zu berücksichtigen. Ebenfalls ist zu prüfen, ob nicht durch das niedrigere Betriebsdruckniveau auch die Investitionskosten und Instandhaltungskosten für die Rohrleitungen samt Armaturen im Vergleich zum wirtschaftlich optimalen Betriebsdruck sinken würden.

Zu § 7 Abs. 1

Stellt ein Kunde alle Messgeräte bei, ist nur das Entgelt für die Ablesung zu verrechnen. Die Beistellung von Messgeräten durch den Kunden ist nur für Kunden mit Lastprofilzählern(ab 100.000 Nm³/a) möglich.

Zu § 7 Abs. 2

Da Zählermontagen nicht ausschließlich durch Netzbetreiber erfolgen, ist eine Festlegung von Preisen für die Errichtung und Demontage nicht möglich. Erfolgt die Errichtung und Demontage durch den Netzbetreiber, so ist dem Kunden ein detaillierter Kostenvoranschlag zu übermitteln. Dadurch hat der Kunde die Möglichkeit, zu überprüfen ob die Kosten aufwandsorientiert und marktüblich sind, bzw. ob durch Eigenleistungen Einsparungen möglich sind.

Zu § 7 Abs. 3

Das festgelegte Entgelt von höchstens 1,5% vom Wiederbeschaffungswert bezieht sich auf aktuelle Verkaufspreislisten von Messgeräteefernanten. Aufgrund verschiedener Druckstufen und Nennweiten ergibt sich eine sehr große Anzahl an Kombinations- und Auswahlmöglichkeiten von Messgeräten. Daher ist eine Höchstpreisfestlegung, in Form einer Tabelle, für alle Messgeräte nicht möglich. Die Wiederbeschaffungswerte für Balgengaszähler der Größen G 2,5 bis G 25 sind ausschließlich aus der unter § 7 Abs. 7 beigefügten Tabelle zu entnehmen.

Zu § 7 Abs. 4

Zu dem festgelegten Entgelt von höchstens 1,5% vom Wiederbeschaffungswert, kann zusätzlich ein Entgelt für die Ablesung verrechnet werden. Bei jährlicher Ablesung beträgt das Entgelt EUR 4,- , d.h. es ist zulässig EUR 0,3334 zu den 1,5% vom Wiederbeschaffungswert monatlich hinzuzurechnen. Bei Selbstablesungen durch Kunden sind anfallende Kosten (Porto, Ablesekarte, Kuvert) durch das Systemnutzungsentgelt abgedeckt.

Zu § 7 Abs. 5

Zähler, welche von der Nacheichung befreit wurden, sind die Typen Drehkolbengaszähler und Turbinenradzähler.

Zu § 7 Abs. 6

Hersteller von Mengenumwertern und Lastprofilzählern gehen von einer Lebensdauer bei elektronischen Gasmessgeräten von 15 Jahren aus. Das entspricht bei Mengenumwertern einer zweimaligen Nacheichung.

Zu § 7 Abs. 7

Die Wiederbeschaffungswerte wurden auf Basis aktueller Preislisten erstellt. Balgengaszähler können nach Herstellerangaben zumindest einmal nachgeeicht werden. Die Anschlussplatte und der Kugeleckhahn können ebenfalls so lange verwendet werden und müssen bei der Nacheichung nicht ausgewechselt werden.

Zu § 8

Gemäß § 78a Abs. 5 GWG in der Fassung der Novelle BGBl. I Nr.148/2002 tritt diese Verordnung mit 1. Oktober 2002 in Kraft. Sie findet auch auf vor diesem Datum geschlossene Netzzugangsverträge Anwendung.