

## **Gunnar Harms**

Dipl.-Ing.

- Vertrags- und Risikomanagement in der Energiewirtschaft -

Roggendorfstrasse 59

51061 Köln

Mobil: (0175) 30 71 980

gharms@netcologne.de

## **Co-Autor: Prof. Uwe Leprich**

Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes

leprich@izes.de

# **GUTACHTEN**

im Auftrag der Fraktionsgeschäftsführung der Bundestagsfraktion von *Bündnis 90 / Die Grünen*, Platz der Republik 1, 11011 Berlin

***„Geben Gasversorger mögliche Preissenkungen angemessen an die Verbraucher weiter ?“***

<b>Inhalt</b>	<b>Seite</b>
1. Aufgabenstellung und Einleitung .....	3
2. Wesentliche Ergebnisse .....	4
3. Vorgehensweise .....	5
4. Teil A: Vergleich der Durchschnittswerte .....	7
4.1. Zur Methodik und Herleitung der Prognose .....	9
4.2. Zur Ermittlung der durchschnittlichen Gasbezugskosten .....	11
4.3. Entwicklung des Gaspreises im Vergleich zum Gasimportpreis .....	14
5. Teil B: Preise ausgewählter Unternehmen .....	15
5.1. Rheinenergie AG Köln .....	18
5.2. EWE AG Oldenburg (Region Niedersachsen) .....	19
5.3. E.ON Avacon Vertrieb GmbH Helmstedt (Region Sachsen-Anhalt) .....	20
5.4. Erdgas Südbayern GmbH München .....	21
5.5. GASAG Berliner Gaswerke AG Berlin .....	22
5.6. Vergleich der Preise der untersuchten GVU für das 2. Quartal 2009 .....	23
6. Teil C: Preisanpassungszeitpunkte der GVU .....	24
7. Teil D: Wettbewerbssituation auf dem Gasmarkt: Problemfelder und Handlungsoptionen .....	27
7.1. Zugang zum Gas und zu den Gasspeichern .....	27
7.2. Zugang zum Netz .....	29
7.3. Zugang zum Kunden .....	30
Verwendete Literatur .....	31

# 1. Aufgabenstellung und Einleitung

Die Gaspreise konnten für die Verbraucher in den letzten Jahren nur eine Richtung:

Nach oben. Die Versorgungsunternehmen haben dies mit der Kopplung des Gas- an den Ölpreis begründet: Wenn der Ölpreis steigt, wird - mit einer zeitlichen Verzögerung – auch das Gas teurer. Diese sogenannte Ölpreisbindung des Erdgases ist keine gesetzliche Regelung, sondern ist, hauptsächlich in Kontinentaleuropa, in den privatwirtschaftlichen Verträgen entsprechend geregelt, beispielsweise, wenn E.ON Ruhrgas aus Russland Gas importiert.<sup>1</sup>

Nun erleben die Ölpreise, also sowohl der Rohölpreis, als auch die Preise der daraus hergestellten Produkte, insbesondere das hier im Weiteren interessierende leichte Heizöl (HEL) seit dem Sommer einen Sturzflug.

Seit dem Höchststand von ca. 150 USD hat sich der Rohölpreis im Laufe der letzten Monate zwischen 40 und 50 USD je Barrel eingependelt. Entsprechend müssten in der Folge auch die Gaspreise fallen. Viele Versorger haben auch mittlerweile Preisreduzierungen angekündigt.

In dieser Studie soll untersucht werden, ob die gesunkenen Einkaufspreise der GASVERSORGER in vollem Umfang an die Verbraucher weiter gegeben werden – oder:

- ob die Gasversorger die gesunkenen Einkaufspreise nur teilweise an die Verbraucher weiter geben? (Teil A)
- inwiefern einzelne Gasversorger angemessen die Preise senken (Teil B)
- ob die Gasversorger mögliche Preisreduzierungen systematisch nur verzögert weiter geben? (Teil C)

Hierzu wird auf Grundlage der gängigen Preisbildungsmechanismen eine Prognose für angemessene Preise für 2009 aufgestellt und mit den für das 1. Halbjahr 2009 angekündigten und realisierten Preissenkungen der Gasversorger verglichen.

Auf einem Markt mit funktionierendem Wettbewerb wäre die Fragestellung der Studie obsolet, weil die Preisbildung durch Angebot und Nachfrage erfolgt. Da es aber

---

<sup>1</sup> Die Ölpreisbindung spielt nicht nur auf der Ebene zwischen Versorger und Endverbraucher als Argument zur Begründung von Preiserhöhungen eine Rolle. Sie ist auch auf den davor liegenden Lieferstufen bis hin zur Förderung zu finden. Das bedeutet, Erdgas ist bereits beim Grenzübertritt zur Bundesrepublik mit einer Ölpreisbindung ausgestattet – diese orientiert sich vorwiegend am internationalen **Rohölpreis**.

Auf dem Weg zum Endverbraucher über die weiteren Versorgungs- und Verteilstufen können dann mehrfach Ölpreisbindungsklauseln in Liefer- bzw. Bezugsverträgen zum Einsatz kommen. Hierbei sind unterschiedliche Regelungen und Formeln möglich, die sich jedoch nicht am Rohölpreis, sondern in der Regel am deutschen **Heizölpreis** orientieren.

Eine gebräuchliche Formel für die Ölpreisbindung ist die 6-3-3-Regelung. Beispiel: Soll ein neuer Gaspreis zum 1.1. wirksam werden, so ist darin die Entwicklung des Heizölpreises in der Zeit vom April bis einschließlich September des Vorjahres berücksichtigt. (6 Monate) Die Zeitspanne von Oktober bis einschließlich Dezember ist dann die Zeitspanne für den Zeitversatz. (3 Monate) Und die letzte Zahl benennt die Anwendungsdauer des neu gebildeten Preises (3 Monate): im Beispiel: von Januar bis März. (aus: <http://www.vz-nrw.de/mediabig/69421A.pdf>)

immer noch große Hindernisse für neue Unternehmen auf dem Gasmarkt gibt, muss aus Gründen des Verbraucherschutzes geprüft werden, ob und wo ungerechtfertigte Mehrerlöse erzielt werden. (Teil A bis C; Harms)

Auch um öffentlichen Druck zu erzeugen, damit eine bislang sehr schleppende Politik für mehr Wettbewerb auf dem Gasmarkt in Fahrt kommt. Hierzu werden in Teil D konkrete Vorschläge von Prof. Uwe Leprich aufgezeigt.

## 2. Wesentliche Ergebnisse

- Die GASVERSORGER geben nur rund die Hälfte der möglichen Preissenkungen an die Verbraucher weiter: Sie haben für das 2. Quartal 2009 im Durchschnitt Preissenkungen in Höhe von ca. 12 % gegenüber dem 4. Quartal 2008 angekündigt, die nur ca. 50% des sich rechnerisch aus den derzeitigen Marktentwicklungen ergebenden angemessenen Preissenkungspotenzials von ca. 24% entsprechen. Damit erzielen die GASVERSORGER nach Auffassung des Unterzeichners ungerechtfertigte Mehrerlöse von mehreren Hundert Mio. EUR allein im 1. Halbjahr 2009.
- Wenn im gesamten Jahresverlauf die Preissenkungen aus der Gasbeschaffung weiterhin nur zur Hälfte weitergegeben werden sollten, ergibt sich daraus ein Betrag von ca. 1,6 Mrd. EUR für 2009 insgesamt.
- Für einen als repräsentativ angesetzten durchschnittlichen Heizgas-Normsonderkundenverbrauch von 20.000 kWh/a ergeben sich daraus ungerechtfertigte Mehrkosten in Höhe von 150 EUR für 2009. (ohne Umsatzsteuer).
- Für das dritte und vierte Quartal 2009 wäre gegenüber dem 2. Quartal eine weitere Reduzierung um ca. 15 % angemessen.
- Die Gaspreise für Endverbraucher sollten im Durchschnitt spätestens zum Beginn des 3. Quartals 2009 wieder das Niveau von rund 4 Cent aus den Jahren 2003/2004 erreichen. Momentan liegen sie noch bei ca. 6,5 Cent/kWh im Durchschnitt.
- Zur Verifikation der für den bundesweiten Durchschnitt ermittelten Ergebnisse wurde die Preisentwicklung fünf regional bedeutsamer GUV näher untersucht. Keiner dieser GASVERSORGER hat für das zweite Quartal 2009 eine als angemessen anzusehende Preissenkung vorgenommen.
- Die GASVERSORGER nutzen *systematisch* saisonale Mengeneffekte aus, in dem Preiserhöhungen tendenziell in die verbrauchsstarke Jahreszeit und Preissenkungen in die verbrauchsschwachen Monate gelegt werden. Damit erzielten die GASVERSORGER nach Auffassung des Unterzeichners ungerechtfertigte Mehrerlöse in Höhe von ca. 350 Mio. EUR jährlich.
- Im Vergleich zu den vorherigen Jahren stellen die in 2009 erfolgten bislang geringfügigen Preissenkungen einen kleinen Fortschritt dar: Gesunkene Einkaufspreise aufgrund fallender Ölpreise wurden in der Vergangenheit (insbesondere

2003 und 2007) von den GASVERSORGERN kaum an die Verbraucher weitergegeben.

- Der Wettbewerb auf dem Gasmarkt im Marktsegment der Haushaltskunden ist nach wie vor noch sehr unzureichend. Wie beim Strom dominieren immer noch wenige, etablierte Unternehmen den Markt.
- Kurzfristig sollten marktbeherrschende Importeure, wie z.B. E.ON Ruhrgas große Mengen ihres verfügbaren Erdgases frei auktionieren. Ebenso wichtig für den Wettbewerb ist eine weitere Reduktion der immer noch zu vielen Marktgebiete, damit Wettbewerber unbürokratischer und ohne sachlich nicht gerechtfertigte Netzzugangshürden und ohne überhöhte Netzentgelte bundesweit Angebote unterbreiten können.

### 3. Vorgehensweise

Das Gutachten gliedert sich bezüglich der Analyse der Preise in **drei** wesentliche Teile:

Zunächst wurden die Preisentwicklungen für Gas sowie für den wesentlichen Konkurrenz-Energieträger leichtes Heizöl (im weiteren Text mit „HEL“ abgekürzt), der gleichzeitig auch über verschiedene, weit verbreitete Bindungsmechanismen den Gaspreis beeinflusst, gegenübergestellt, analysiert und bewertet. Dabei wurde insbesondere die Frage beantwortet, welcher Gaspreisverlauf durchschnittlich für 2009 daraus als angemessenes Preisniveau abgeleitet werden kann. **(Teil A)**. Dies wurde mit den vom Internetportal TOPTARIF für den Zeitraum bis Mai 2009 veröffentlichten Preisdaten verglichen.

Der Begriff „angemessen“ im Sinne dieses Gutachtens ist lediglich in der Weise zu verstehen, dass der für die im Folgenden näher bezeichneten Prognosezeiträume als erwartungsgemäß ermittelte Preis im Einklang mit der bisherigen Preisentwicklung steht und aus dieser plausibel unter den getroffenen Annahmen und Randbedingungen abgeleitet werden kann.

„Angemessen“ im Sinne dieses Gutachtens bedeutet ausdrücklich nicht, dass der in diesem Gutachten als angemessen bezeichnete Gaspreis als angemessen im Sinne wettbewerbs- oder zivilrechtlicher Prüfungen oder gar billig im Sinne des § 315 BGB anzusehen ist.

Danach wurden die Gaspreise für 5 ausgesuchte GASVERSORGER ab 2004 ausgewertet, mit der durchschnittlichen sowie prognostizierten Gaspreisentwicklung verglichen und die für das 1. und 2. Quartal 2009 angekündigten Preisveränderungen dieser Unternehmen vor dem Hintergrund der Ergebnisse aus Teil A bewertet. **(Teil B)**

Die 5 GASVERSORGER sollten einer möglichst breiten Abdeckung sowohl unter dem Aspekt der regionalen Verteilung als auch nach möglichst unterschiedlicher Verteilung und da-mit ggf. Interessenlage der Anteilseigner sowie der Lage in den

jeweiligen Gasmarktgebieten gerecht werden. Aus diesem Grund wurde folgende Auswahl getroffen:

EWE Oldenburg	Region Nord	kommunaler Besitz, demnächst ggf. 26% EnBW
Rheinenergie Köln	Region West	überwiegend kommunaler Besitz, 20% RWE
E.ON Avacon Helmstedt	Region Mitte	100% E.ON-Konzerntochter
GASAG Berlin	Region Ost	im Besitz von GdF, Vattenfall und Thüga
Erdgas Südbayern (ESB)	Region Süd	mehrheitlich in E.ON-Besitz

Da die Daten für diese Unternehmen in hinreichender Qualität erst ab dem dritten Quartal 2004 vorgelegen haben, wurde für Teil B auf diesen Zeitraum abgestellt. Als wesentliche Quelle wurde die Gaspreisdatabank von Herrn Michael Houben (<http://www.gaspreistabelle.de>) herangezogen.

Im weiteren wurden noch Besonderheiten, die dem Unterzeichner im Zusammenhang mit der durchzuführenden Analyse, soweit sie dafür relevant sind, aufgefallen sind, näher untersucht und bewertet. (**Teil C**). Dies betrifft die Angemessenheit der Zeitpunkte der Gaspreisanpassungen.

#### Allgemeine Anmerkungen zur Vorgehensweise (Teil A bis Teil C)

Soweit nicht bei Abweichungen an der entsprechenden Stelle im Text ausdrücklich vermerkt, gelten folgende Randbedingungen und Annahmen:

Aus Gründen der Vereinfachung und besseren Vergleichbarkeit sind alle Preis- und Zahlenangaben grundsätzlich umsatzsteuerbereinigt, d.h. verstehen sich netto, um Umsatzsteuereffekte (z.B. die Erhöhung zum 1.1.2007) auszublenden.

Die nachfolgenden Untersuchungen beziehen sich auf eine Gasmenge von 20.000 kWh/a. Dies wird als repräsentativer Mittelwert für einen durchschnittlichen Heizgas-Normsonderkunden angesetzt.

Unter „Gaspreise“ sind die Gesamtpreise, die sich aus Arbeits- und Leistungspreis für die Menge von 20.000 kWh pro Jahr ergeben, zu verstehen.

Die im Rahmen des Gutachtens erstellten Excel-Tabellen zur Datenauswertung sind als Anlagen (nur in elektronischer Form), entsprechend beigefügt.

## 4. Teil A: Vergleich der Durchschnittswerte

Im Bild 1 sind die Gaspreisentwicklung im Endverbrauchermarkt, die Preisentwicklung für leichtes Heizöl (HEL) sowie die Entwicklung des Gasimportpreises (sog. nannter „Grenzübergangspreis“ (GÜP)) aufgetragen.

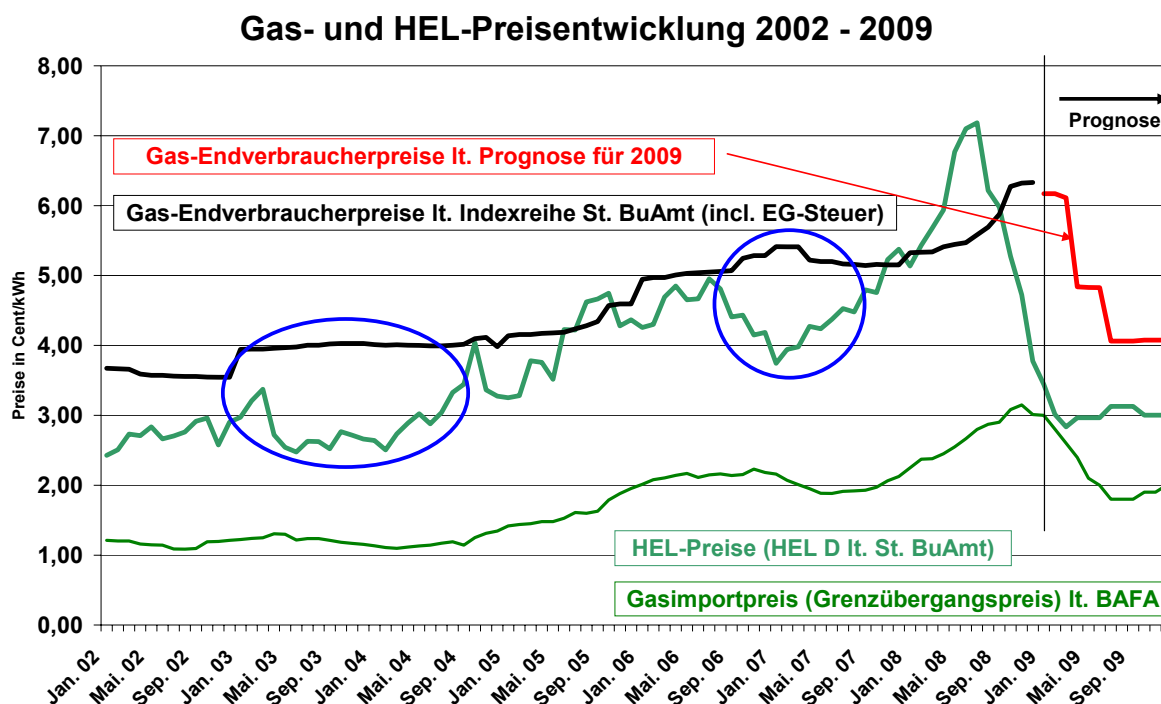


Bild 1

Diese Darstellung soll zunächst einen Eindruck vermitteln, ob und inwieweit zwischen den Gaspreisen und den HEL-Preisen ein Zusammenhang besteht.

Wie man aus dem Bild bereits ohne nähere Analyse erkennen kann, scheint es in mehreren Zeiträumen (2003, Anfang 2007) trotz eines erheblichen Rückganges bei den HEL-Preisen keine entsprechende Gaspreissenkungen gegeben zu haben (blau eingekreist). Andererseits sind die hohen HEL-Preise teilweise (Herbst 2005, Herbst 2008) auch erst etwas später an die Kunden weitergegeben worden. Zum GÜP ist eine tendenzielle Parallelität gut feststellbar, beim HEL hingegen nur sehr begrenzt.

Die Daten in Bild 1 werden nachfolgend zunächst kurz erläutert.

Während die HEL-Preise und der GÜP monatlich vom statistischen Bundesamt bzw. vom BAFA veröffentlicht werden, ist das bei den Gaspreisen hingegen leider nicht der Fall. Diese werden nur halbjährlich und jeweils stichtagsbezogen entsprechend der Eurostat-Datenerhebungssystematik mit erheblicher zeitlicher Verzögerung wiedergegeben (siehe dazu <https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?CSPCHD=00210001000144mdykVR001777153660>; unter 5619001, Reihe 5.4.2.)

Die Gaspreisentwicklung im Endverbrauchermarkt wird vom statistischen Bundesamt nur als Indexreihe (2005 = 100%) wiedergegeben (siehe gleiche Quelle, Reihe 5.4.1, Spalte H).

Da die halbjährlichen stichtagsbezogenen Daten nach Auffassung des Unterzeichners für eine vergleichende Bewertung zu ungenau sind, wurde die genannte Indexreihe (ohne Mengenangabe) über einen Umrechnungsfaktor in monatliche Preise umgerechnet. Die im vorstehenden Absatz unter der erwähnten Ziffer 5.4.2. genannten halbjährlichen Preisangaben beziehen sich auf eine Verbrauchsmenge zwischen 5.500 und 55.000 kWh pro Jahr. Die Eurostat-Daten beziehen sich auf eine Menge von 23.250 kWh pro Jahr, so dass dieser Schritt hinreichend korrekte Daten liefert. Diese wurden zudem mit den vierteljährlich vom Energie-Informationsdienst (EID) veröffentlichten Daten (für 33.540 kWh/a) abgeglichen und sind plausibel.

Die HEL-Preise wurden der besseren Vergleichbarkeit wegen von EUR/Hektoliter (hl) in Cent/kWh mit dem Faktor 0,09 hl/kWh heizwertäquivalent umgerechnet (also ergeben sich aus z.B. 30 EUR/hl damit 2,7 Cent/kWh). Je nach Heizölqualität mag auch mit anderen Faktoren gerechnet werden können, die Heizwertäquivalenz liegt im Bereich von 0,084 - 0,093, hier wird mit 0,09 als konservativ angesetztem Wert gerechnet, dieser liegt noch oberhalb der steueräquivalenten Umrechnung (0,0896; entsprechend 0,55 Cent/kWh zu 6,14 EUR/hl. Die energiespezifischen Steuern (Mineralölsteuer beim HEL) beträgt 6,14 EUR/hl und die Erdgassteuer beträgt 0,55 Cent/ kWh (ab 1.1.2003).

#### Bewertung:

Im rechten Teil des Bildes ist (in rot) die Prognose für die zu erwartende Preisentwicklung 2009 dargestellt.

**Demnach ist davon auszugehen, dass die Preise – bei angemessener Weitergabe der Bezugskostensenkungen – spätestens zum Sommer bis Herbst 2009 bis auf ein Niveau von 4,1 Cent/kWh zzgl. USt. zurückgehen müssten.**

**Damit wären im Herbst 2009 wieder Gaspreise wie im den Jahren 2003 und 2004 zu erwarten.**

**Es sind nach derzeitiger Marktlage (HEL-Notierungen und Prognosen vom 13.3.09) im Durchschnitt folgende Quartalspreise als angemessen anzusehen:**

**Q1 2009: 6,2 Cent/kWh  
Q2 2009: 4,8 Cent/kWh  
Q3 2009: 4,1 Cent/kWh  
Q4 2009: 4,1 Cent/kWh**

**Damit ergibt sich für das Jahr 2009 ein arithmetischer Mittelwert von 4,8 Cent/kWh, was bei einem Durchschnittspreis von 6,3 Cent/kWh für das 4. Quartal 2008 einer Senkung von ca. 24% entspricht.**



**Für das 2. Quartal 2009 mit 4,8 Cent/kWh ergibt sich im Vergleich zum 4. Quartal 2008 mit 6,3 Cent/kWh somit eine Preissenkung von 24%. Für das 3. und 4. Quartal 2009 ist eine erneute Reduzierung um weitere 15% zu erwarten. An diesen Werten sollten sich die GASVERSORGER messen lassen.**

Nach den Erhebungen zu den bereits angekündigten Preisanpassungen der GASVERSORGER für 2009 von TOPTARIF beispielsweise würden sich die Gaspreise im bundesweiten Durchschnitt im 1. Quartal im Bereich von 6,5 Cent/kWh und im 2. Quartal von 5,8 Cent/kWh einstellen. Unter Berücksichtigung des TOPTARIF-Mittelwert für das 4. Quartal 2008 mit 6,6 Cent/kWh ergeben sich Preissenkungen von < 2% für das 1. Quartal 2009 und 12% für das 2. Quartal 2009.

Dieser Vergleich bezieht sich nicht etwa auf die Grundversorgungstarife, sondern bereits auf die jeweils günstigsten Tarife der Versorger (arithmetischer Mittelwert der Tarife aller 750 deutschen Gasgrundversorger). Die Grundversorgungstarife liegen noch um ca. 0,3 – 0,4 Cent/kWh höher.

**Demnach ist festzustellen, dass die GASVERSORGER im Durchschnitt für das 2. Quartal 2009 nach dem derzeitigen Stand der Veröffentlichungen nur etwa die Hälfte der erwartungsgemäß angemessenen Preissenkungen weitergeben werden.**

**Die Preise müssten in einen Bereich von unter 5 Cent/kWh gesenkt werden, werden jedoch im 2. Quartal 2009 voraussichtlich nur auf durchschnittlich ca. 5,8 Cent/kWh gesenkt.**

**Als arithmetischer Mittelwert für einen angemessenen Gaspreis in 2009 ergibt sich ein Wert von 4,8 Cent/kWh. Dies entspricht einer erforderlichen Senkung von 1,5 Cent/kWh gegenüber dem 4. Quartal 2008**

**Nach den bisherigen Erfahrungen in 2009 werden jedoch nur ca. 50% dieser Differenz an die Verbraucher weitergegeben. Damit verbleiben 0,75 Cent/kWh als ungerechtfertigter Mehrerlös bei den GASVERSORGERN.**

**Hochgerechnet auf den Haushaltskunden-Absatz in Deutschland nach den Angaben im Monitoring-Bericht der BNA von 2008 in Höhe von ca. 220 Mrd. kWh ergibt sich damit ein ungerechtfertigter Mehrerlös von ca. 1,6 Mrd. EUR für 2009.**

#### **4.1. Zur Methodik und Herleitung der Prognose**

##### Methodik

Die Prognose der Gaspreise erfolgte in der Form, dass zunächst von den Preisen die fixen Bestandteile (Steuern und Abgaben, Netzkosten, Kosten für Messung und Abrechnung etc.) abgezogen wurden, so dass letztlich als verbleibende variable Kosten im Wesentlichen die durchschnittlichen Gasbezugskosten übrig bleiben, die unter den jeweiligen individuellen Gestaltungen der GASVERSORGER-Beschaffungsverträge von den Marktentwicklungen beim Gas oder HEL getrieben werden.

Diese wurden anhand der gebräuchlichen Bindungsmechanismen an HEL sowie der derzeitigen (Mitte März) Forwardnotierungen am Terminmarkt prognostiziert und auf Plausibilität anhand von diversen Veröffentlichungen zu Gasmarktentwicklungen überprüft.

Auf diese für den Prognosezeitraum Januar-Juni 2009 somit ermittelten zu erwartenden Gasbezugskosten wurden sodann die fixen Bestandteile wieder hinzugerechnet, so dass sich aus der Summe der Endpreis für den Prognosezeitraum ergibt.

Der Endverbraucher-Gaspreis hat in 2008 in etwa folgende Struktur:

Steuern und Abgaben (Umsatzsteuer, Erdgassteuer und Konzessionsabgabe):	25 %
Netzkosten sowie Messung und Abrechnung:	20 %
Energiebeschaffung und Vertrieb:	55 %

Herleitung:

Siehe dazu Bild 2. Von den Netto-Gaspreisen (schwarze Linie in Bild 1) wurde zunächst die Erdgassteuer in Höhe von 0,55 Cent/kWh abgezogen (dünne schwarze Linie). Im Weiteren wurden die Konzessionsabgabe (KA), Netzentgelte, Kosten für Messung und Abrechnung abgezogen (Strichpunktlinie). Diese Angaben wurden den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (BNA) entnommen, die dazu für die Jahre 2006 – 2008 konkrete Angaben gemacht hat. Für die davorliegenden Jahre wurde mangels belastbarer Daten der Wert für 2006 unterstellt.

Die nunmehr auf diese Weise ermittelte Basis (Strichpunktlinie) repräsentiert im Wesentlichen den verbleibenden Rest, also durchschnittliche Gasbezugs- und Vertriebskosten der GASVERSORGER und die Marge.

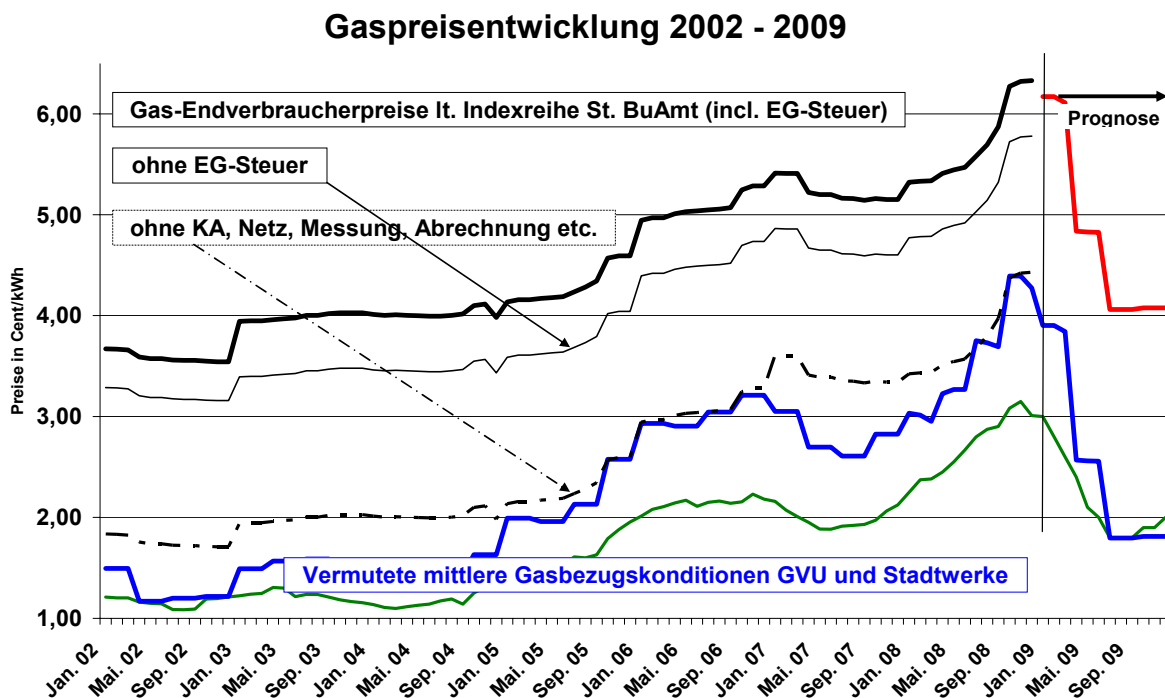


Bild 2

Die Vertriebskosten sowie die durchschnittliche Marge wurde als Mittelwert für die Jahre 2002-2008 mit 0,37 Cent/kWh ermittelt. Dieser Wert schwankt stark und erscheint vor dem Hintergrund der in den Geschäftsberichten verschiedener GASVERSORGER durchschnittlich ausgewiesene Umsatzrenditen von bis zu ca. 5% im Referenzzeitraum als Untergrenze plausibel.

Zur Bestimmung des angemessenen Gaspreises für 2009 wurde dieser für den Betrachtungszeitraum durchschnittliche Wert von 0,37 Cent/kWh sowie die anderen Gaspreisbestandteile (Netzkosten, Erdgassteuer etc. den für zu ermittelnden durchschnittlichen Gasbezugskosten, wie unter „Methodik“ beschrieben, wieder hinzuge-rechnet. Auf diese Weise ergibt sich die rote Kurve.

Die durchschnittlichen Gasbezugskosten (dicke blaue Linie) wiederum wurden in der nachfolgend beschriebenen Weise ermittelt.

#### 4.2. Zur Ermittlung der durchschnittlichen Gasbezugskosten

Siehe dazu Bild 3. Aus den verschiedenen derzeit existierenden Preisbildungsmechanismen für Gaslieferungen an Gas-Endkunden wurde eine Auswahl vorgenommen und ein Mittelwert gebildet, der als für den Betrachtungszeitraum repräsentativ angenommen wird. Die einzelnen Preise bzw. Preisbindungen (dünne blaue Linien) werden nachfolgend kurz erläutert.

Die Weiterverteiler und Stadtwerke beziehen ihr Gas zumeist aus einem Portfolio von Verträgen sowie ggf. am freien Markt auf der Basis von Termin- und Spotgeschäften, soweit sie über einen entsprechenden eigenen Handelsbereich mit Netzzugangs- und Bilanzkreismanagement verfügen.

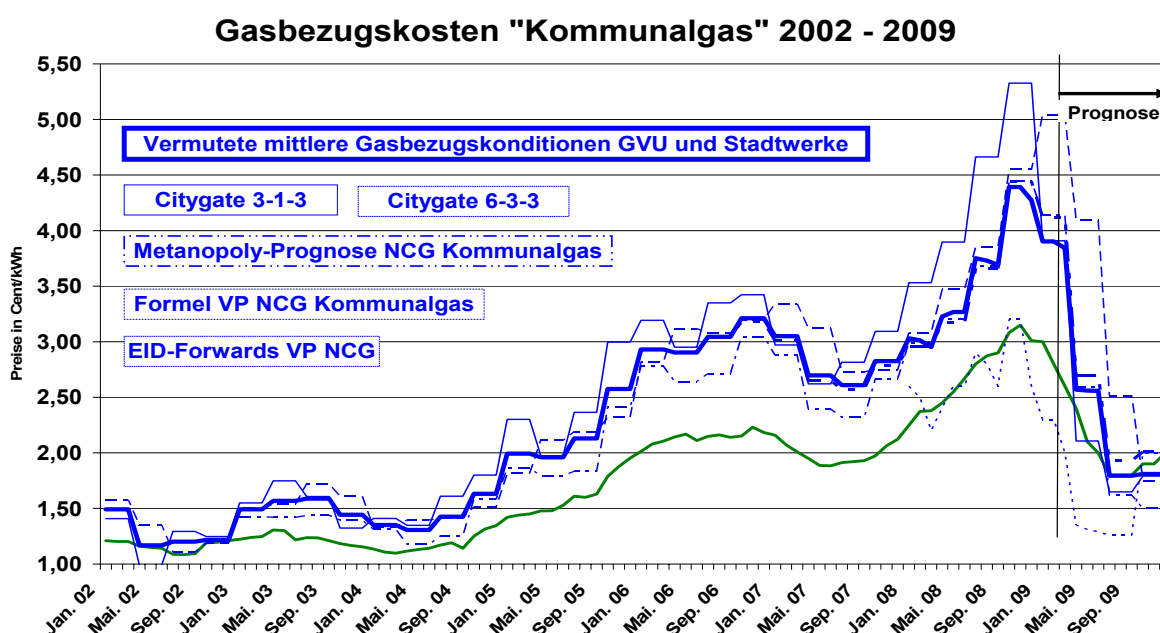


Bild 3

In Einzelfällen existiert auf der Bezugsseite nur ein langlaufender, offener Citygate-Vertrag mit Mindestabnahmeverpflichtungen, nur einem Lieferanten sowie Zweckbindung auf der Absatzseite (sogenanntes „Kommunalgas“).

Modern aufgestellte GASVERSORGER bedienen sich mehrerer Verträge mit verschiedenen Laufzeiten und jeweils Teilmengen von verschiedenen Lieferanten, unterschiedlichen Bindungen und Festpreisvereinbarungen. Sie halten sich zudem Mengen offen, um bei unerwarteten Marktpreiserückgängen ggf. kurzfristig reagieren zu können.

Die GASVERSORGER unterscheiden dabei weitgehend immer noch zwischen Gasabsatz im Kraftwerks- und Industriekundenbereich (jeweils große Mengen mit im allgemeinen geringen saisonalen und Tageslast-Schwankungen) mit allgemein niedrigem Preisniveau einerseits sowie dem Kommunalgasbereich für den kleingewerblichen und Haushaltskundenbedarf (jeweils kleine Mengen mit hohen, allerdings gut prognostizierbaren Schwankungen) und erheblich höherem Preisniveau andererseits.

Die Spiegelung der Absatzstruktur auf der Beschaffungsseite, d.h. die *Preisspaltung* in teures Kommunalgas und günstigeres Gas für Großkunden in die Bezugsstruktur hinein ist nach Auffassung des Unterzeichners sachlich nicht gerechtfertigt.

Sie wird von den jeweiligen Vorlieferanten und Importeuren verteidigt und oft und mit Anforderungen aus dem Risikomanagement begründet. Hintergrund ist das wesentlich attraktivere und daher wettbewerbsintensivere Großkundensegment. Um hier mithalten und wettbewerbsfähig anbieten zu können, neigen die etablierten GASVERSORGER dazu, diese Preisspaltung beizubehalten. Mit dem Eintritt neuer Anbieter und zunehmendem Wettbewerb auch im Kleinkundenmarkt wird sie an Bedeutung verlieren und mittelfristig - wie beim Strom bereits geschehen - aus dem Markt verschwinden.

Gegenstand der Belieferung von Gas-Endkunden ist zumeist das Kommunalgas, welches von den kleineren GASVERSORGERN bis 2007 noch über sogenannte Citygate-Verträge vom jeweiligen Vorlieferanten bezogen wurde. Diesen Verträgen lag eine standardisierte Preisformel mit unterschiedlichen time-lags (Zeiträume zwischen der Durchschnittspreisbildung aus HEL-Notierungen und dem Anwendungszeitraum dieser Preise) zugrunde.

Diese Citygate-Verträge verschwinden auf Grund kartellrechtlicher Bedenken zunehmend aus dem Markt, laufen kurz- bis mittelfristig endgültig aus und werden zunehmend durch die Beschaffung am virtuellen Handelspunkt in den jeweiligen Marktgebieten ersetzt. Auch dafür gibt es formelmäßige Bindungen, aber auch einen freien Spot- und Terminhandel, sowohl OTC als auch an der EEX. Für diese Handelsplätze (der bedeutsamste ist der NCG (Net Connect Germany, ehemals E.ON Ruhrgas Gastransport und Bayernets) gibt es auch Prognosen verschiedener Marktteilnehmer, sowohl für Kommunalgas als auch für Industrie- und Kraftwerksgas.

Es wurden im Einzelnen folgende Gaspreise bzw. Notierungen einbezogen:

1. Citygate 6-3-3: Kommunalgas-Standardformelpreis; Durchschnitt aus 6 Monaten HEL-Notierungen, 3 Monate Wartezeit, Preis gilt dann für 3 Monate; z.B. Durchschnitt der HEL-Preise von Januar-Juni gilt für den Gaspreis von Oktober bis Dezember

*(ältere Preisbindung, findet sich z.Z. noch in älteren Verträgen, hat die Folge, dass HEL-Preise stark geglättet erst mit mehr als halbjähriger Verzögerung weitergegeben werden)*

2. Citygate 3-1-3: Kommunalgas-Standardformelpreis; Durchschnitt aus 3 Monaten HEL-Notierungen, 1 Monat Wartezeit, Preis gilt dann für 3 Monate; z.B. Durchschnitt der HEL-Preise von März-Mai gilt für den Gaspreis Juli-September)

*(tendenziell jüngere Preisbindung, löst die 6-3-3-Bindung, meist auf Druck der Gaswirtschaft ab, noch sehr verbreitet, HEL-Preise werden weniger stark geglättet und schneller weitergegeben, hat tendenziell höhere Gewinne der GASVERSORGER zur Folge, weil höhere Preise in die Wintermonate fallen)*

3. VP-RG-08 6-1-3: Kommunalgas-Formelpreis; (VP = „Virtueller Handelspunkt“ im jeweiligen Marktgebiet)

*(an HEL und HSL (schweres Heizöl) gekoppelt, virtueller Handelspunkt im umsatzstärksten Marktgebiet NCG, tritt quasi die Nachfolge der Citygate-Verträge an, tendenziell um 0,2-0,3 Cent/kWh günstiger als diese)*

4. EID-Forwards: im EID veröffentlichte allgemeine Forwardnotierungen für den virtuellen Handelspunkt NCG auf der Basis frei handelbarer Gasmengen, keine Formel, kein Kommunalgas, interessant für GASVERSORGER, die sich am Spot- und Terminmarkt mit Gas eindecken möchten, was noch nicht anderweitig vertraglich kontrahiert ist, sehr starke saisonale Schwankungen, sehr billiges/teures Gas im Sommer/ Winter.

5. Metanopoly-Forwards: von der Fa. Metanopoly veröffentlichte Forwardnotierungen analog EID, hier allerdings für das Kommunalgas-Segment, daher tendenziell erheblich höher als EID-Forwards.

Dem Gutachten liegen die zum **13.3.2009** vorliegenden Prognosen und Forwardnotierungen für HEL und Gas zugrunde.

### 4.3. Entwicklung des Gaspreises im Vergleich zum Gasimportpreis

Siehe dazu Bild 4. Man kann erkennen, dass sich der Endverbraucher-Gaspreis im Betrachtungszeitraum tendenziell immer stärker vom Gasimportpreis entfernt. In 2002 betrug der Abstand im Jahresmittel ca. 2,4 Cent/kWh, in 2008 waren es 3 Cent/kWh. In Anbetracht der zwischenzeitlich erfolgten Reduzierungen der Netzkosten bzw. -entgelte sowie des zunehmenden Wettbewerbsdruckes ist dieser Sachverhalt nach Auffassung des Unterzeichners nur durch das Vorhandensein der HEL-Bindung zu erklären. Der HEL-Preis hat sich gegenüber dem Gasimportpreis im Betrachtungszeitraum stärker erhöht, damit sind auch die Gaskosten für die Endverbraucher weitgehend losgelöst von den Importkosten für Gas überproportional gestiegen.

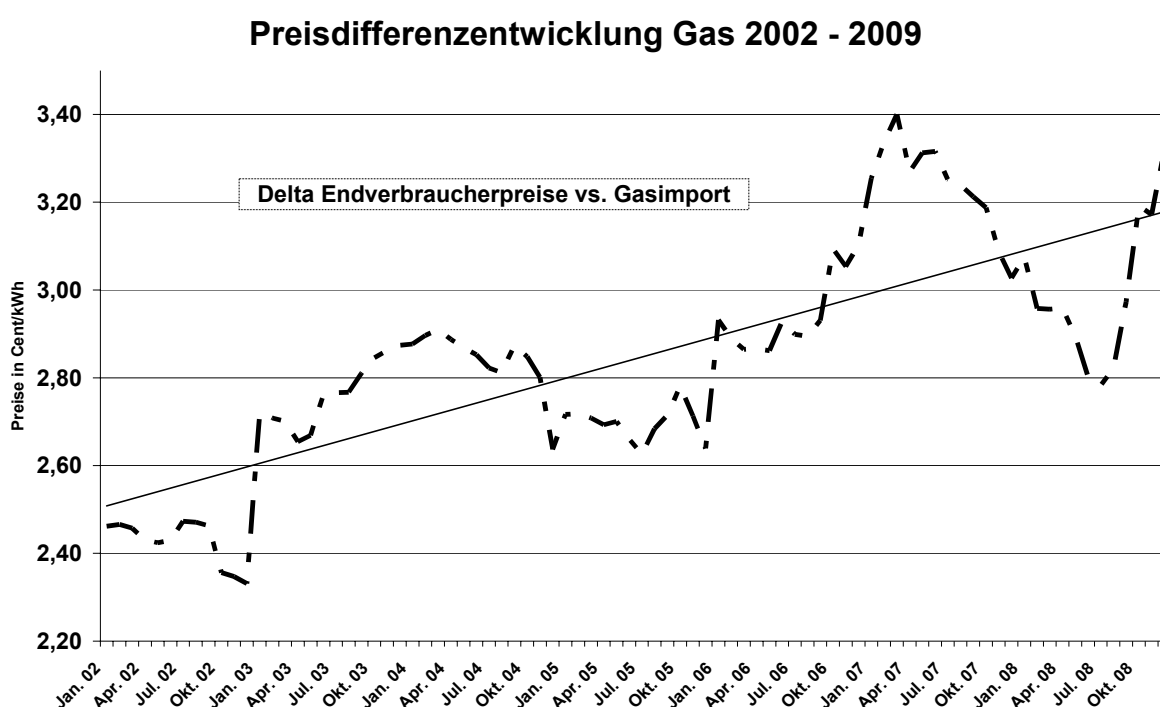


Bild 4

Auf der Importstufe liegen keine HEL-Bindungen vor, sondern es wurden bzw. werden Bindungsmechanismen überwiegend auf der Basis von Rohöl und anderer Brennstoffe vereinbart, deren Notierungen teilweise erheblich anders als HEL verlaufen.

## 5. Teil B: Preise ausgewählter Unternehmen

In nachfolgendem Bild 5 sind die Preise (incl. Umsatzsteuer !) der 5 ausgewählten GASVERSORGER im Zeitraum von 2004 bis 2008 dargestellt. Die dicke blaue Linie stellt den Mittelwert dar.

Die Preise wurden seit dem 3. Quartal 2004 erfaßt. Für den Zeitraum ab Januar 2009 wurden die im Internet veröffentlichten Angebote für durchschnittliche Heizgaskunden herangezogen. Grundversorgungstarife (tendenziell teurer) einerseits und besonders günstige Angebote, die nur unter besonderen Bedingungen gelten (z.B. Kombitarife für Strombezug vom gleichen Unternehmen etc.) wurden dabei bewusst nicht berücksichtigt, so dass ein möglichst repräsentatives Bild für den durchschnittlichen Normsonderkunden wiedergegeben wird.

Zunächst ist eine erhebliche Spreizung zu erkennen. Der im gesamten Zeitraum mit Abstand günstigste Anbieter ist die EWE, der tendenziell teuerste ist die E.ON Avacon (Region Sachsen-Anhalt).

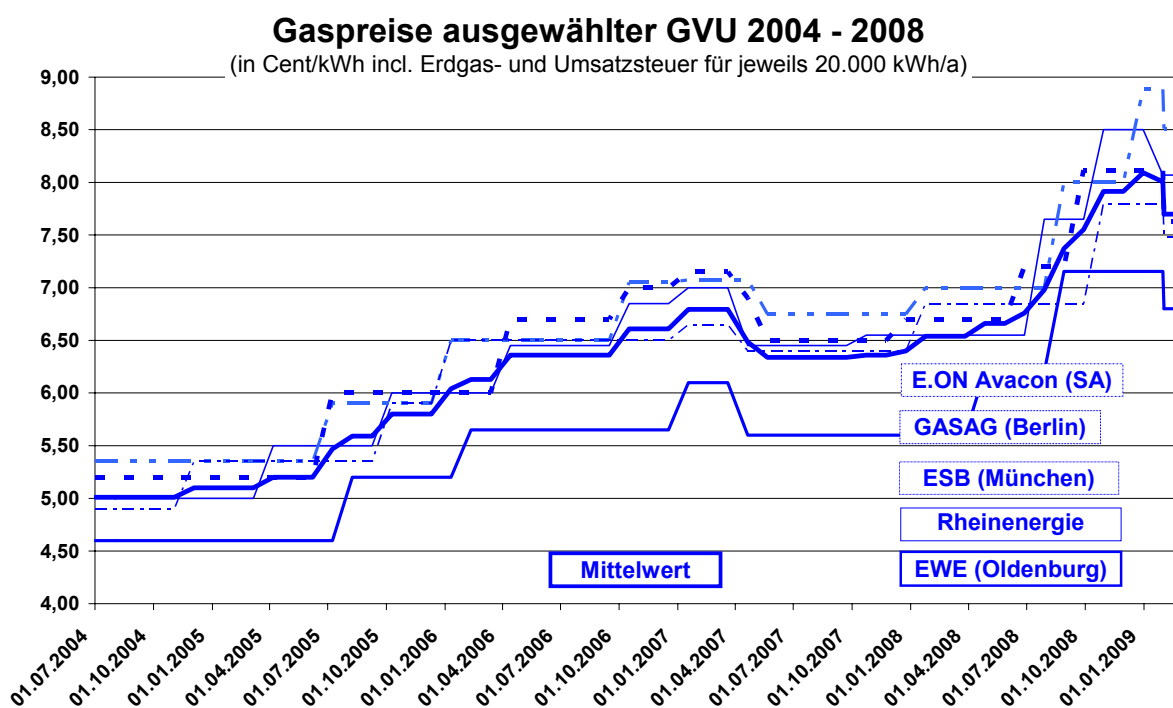


Bild 5

Im nachfolgenden Bild 6 (Darstellung ohne Umsatzsteuer) ist die schwarze Kurve für den bundesweiten Durchschnitt wieder mit aufgetragen. Man sieht zunächst, dass die Preise der ausgewählten GASVERSORGER im Mittel ca. 0,3 Cent oberhalb dieses Wertes liegen und damit keiner repräsentativen Auswahl entsprechen. Die sachliche Rechtfertigung für eine erhebliche Abweichung nach oben wäre nach Auffassung des Unterzeichners zu prüfen, da eine nachhaltige Abweichung nach oben zunächst auf marktstrukturelle Wettbewerbsdefizite schließen lässt.

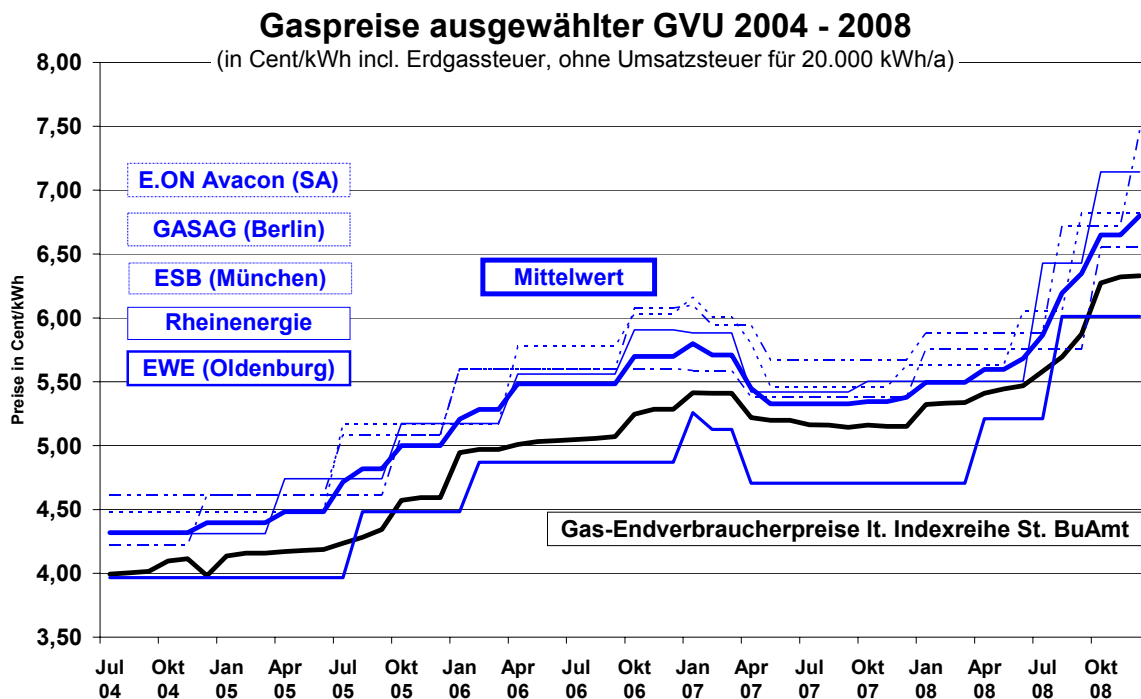


Bild 6



Im nachfolgenden Bild 7 sind die für das 1. Quartal 2009 umgesetzten und für das 2. Quartal angekündigten Preisveränderungen der Prognose aus dem Teil A gegenübergestellt.

**Es ist somit festzustellen, dass alle GUV ihre Gaspreise nicht auf das Niveau abgesenkt haben bzw. absenken werden, welches nach der Prognose aus jetziger Sicht für einen angemessenen Gaspreis zu erwarten ist.**

Dabei muß jedoch berücksichtigt werden, dass die betrachteten GUV stets - und nachhaltig in der gleichen Richtung - vom Marktdurchschnitt abweichen.

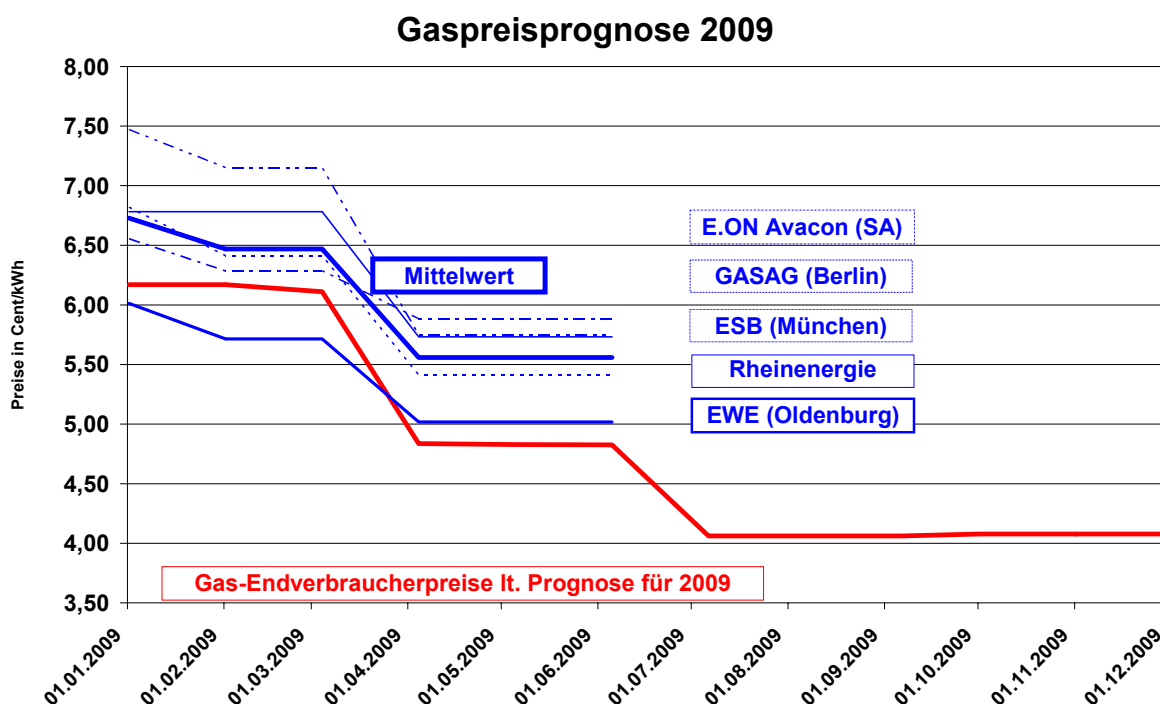


Bild 7

Unter Berücksichtigung dieses – wie auch immer im Einzelfall zu begründenden - „Versatzes“ werden die Preise für das 2. Quartal 2009 in den nachfolgenden Abschnitten näher beleuchtet.

## 5.1. Rheinenergie AG Köln

In Bild 7.1 ist für den gesamten Betrachtungszeitraum 2004-2009 der Vergleich zwischen der Rheinenergie und dem bundesdeutschen Marktdurchschnitt aufgetragen.

Die Rheinenergie liegt mit 5,4 Cent/kWh tendenziell oberhalb des bundesdeutschen Durchschnittswertes von 5,0 Cent/kWh von Juli 2004 bis Dezember 2008.

Unter Berücksichtigung dieses Versatzes von 0,4 Cent/kWh wäre entsprechend des zu erwartenden angemessenen Preises von 4,8 Cent/kWh für den gesamtdeutschen Durchschnitt für das 2. Quartal 2009 ein Preis von 5,2 Cent/kWh zu erwarten. Der mitgeteilte Preis der Rheinenergie liegt mit 5,7 Cent/kWh aber um 0,5 Cent/kWh zu hoch.

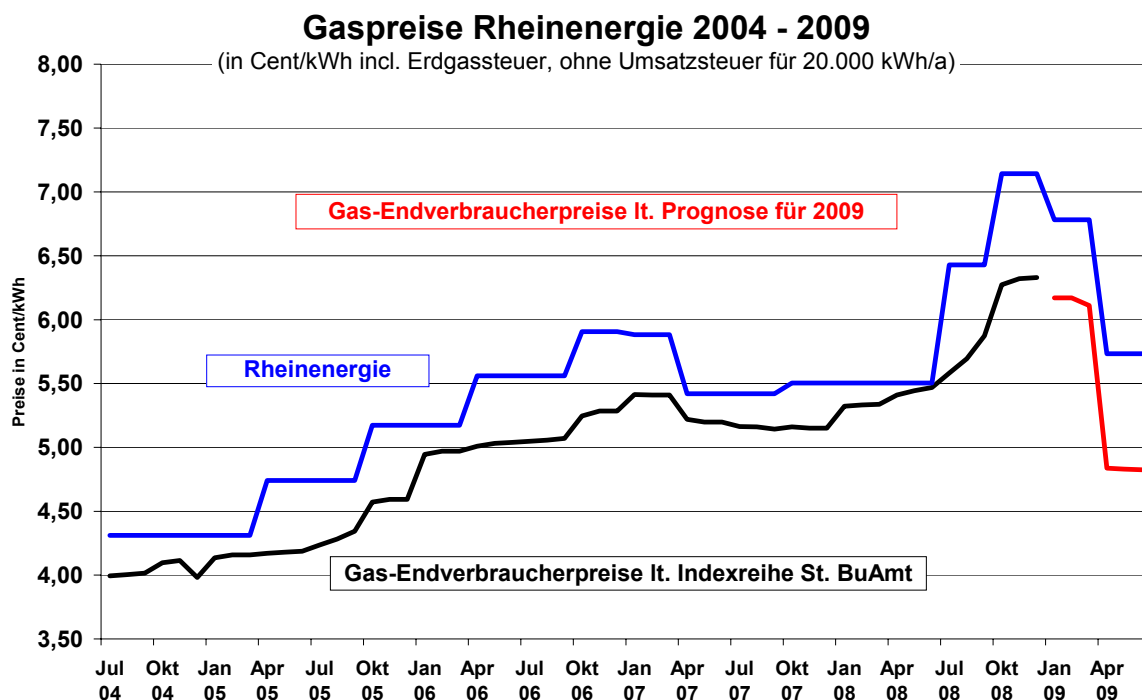


Bild 7.1

Eine für das gesamte Jahr angenommene Preisdifferenz von 0,5 Cent/kWh entspricht ungerechtfertigten Mehrkosten von 100 EUR/a für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 20.000 kWh/a

## 5.2. EWE AG Oldenburg (Region Niedersachsen)

In Bild 7.2 ist der Vergleich zwischen der EWE und dem Marktdurchschnitt aufgetragen.

Die EWE liegt mit 4,7 Cent/kWh tendenziell unterhalb des bundesdeutschen Durchschnittswertes von 5,0 Cent/kWh.

Unter Berücksichtigung dieses Versatzes von - 0,3 Cent wäre entsprechend des zu erwartenden angemessenen Preises von 4,8 Cent/kWh für den gesamtdeutschen Durchschnitt für das 2. Quartal 2009 ein Preis von 4,5 Cent/kWh zu erwarten. Der mitgeteilte Preis der EWE liegt mit 5,0 Cent/kWh aber 0,5 Cent/kWh ebenfalls zu hoch.

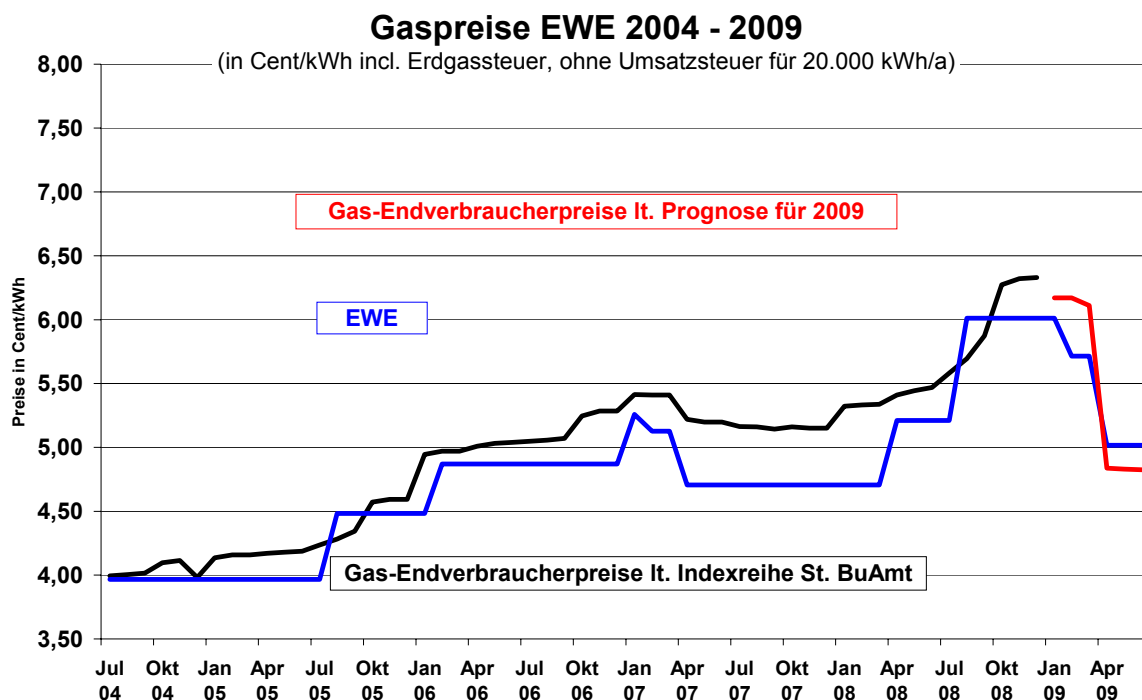


Bild 7.2

Die Preisdifferenz von 0,5 Cent/kWh entspricht ungerechtfertigten Mehrkosten von 100 EUR/a.

### 5.3 E.ON Avacon Vertrieb GmbH Helmstedt (Region Sachsen-Anhalt)

In Bild 7.3 ist der Vergleich zwischen der E.ON Avacon und dem Marktdurchschnitt aufgetragen.

Die E.ON Avacon liegt mit 5,55 Cent/kWh tendenziell weit oberhalb des bundesdeutschen Durchschnittswertes von 5,0 Cent/kWh.

Unter Berücksichtigung dieses Versatzes von 0,55 Cent wäre entsprechend des zu erwartenden angemessenen Preises von 4,8 Cent/kWh für den gesamtdeutschen Durchschnitt für das 2. Quartal 2009 ein Preis von 5,35 Cent/kWh zu erwarten. Der mitgeteilte Preis der E.ON Avacon liegt mit 5,75 Cent/kWh aber um 0,4 Cent/kWh zu hoch.

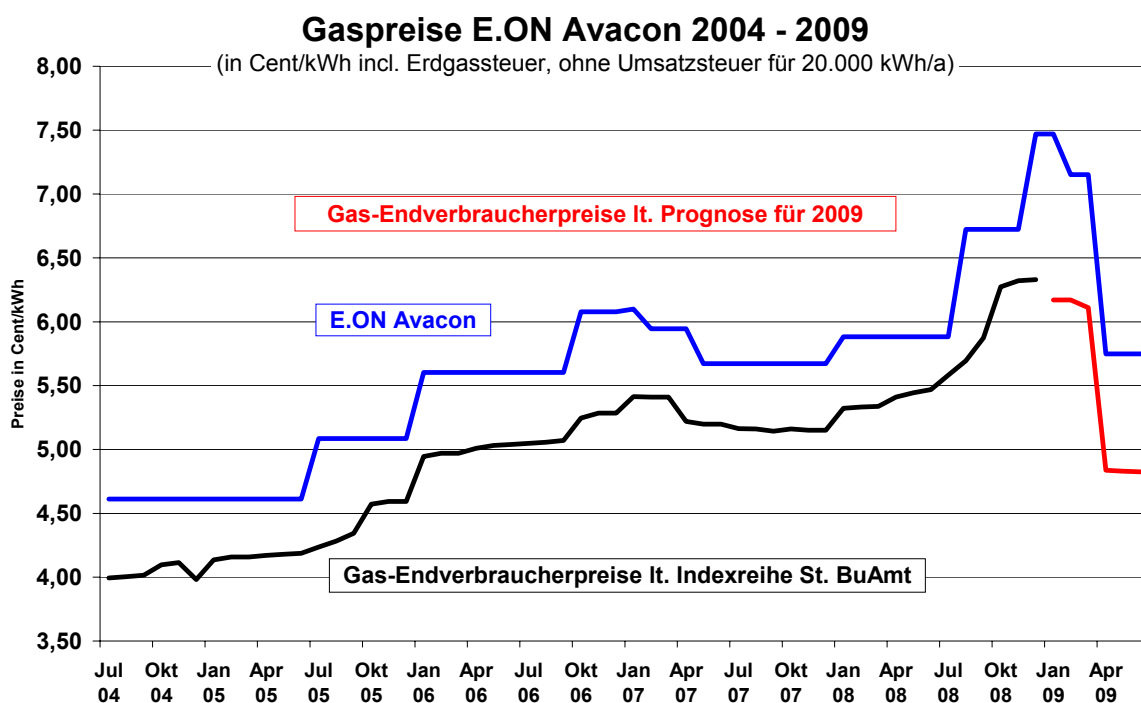


Bild 7.3

Die Preisdifferenz von 0,4 Cent/kWh entspricht ungerechtfertigten Mehrkosten von 80 EUR/a.

### 5.4 Erdgas Südbayern GmbH München

In Bild 7.4 ist der Vergleich zwischen der ESB und dem Marktdurchschnitt aufgetragen.

Die ESB liegt mit 5,45 Cent/kWh tendenziell oberhalb des bundesdeutschen Durchschnittswertes von 5,0 Cent/kWh.

Unter Berücksichtigung dieses Versatzes von 0,45 Cent wäre entsprechend des zu erwartenden angemessenen Preises von 4,8 Cent/kWh für den gesamtdeutschen Durchschnitt für das 2. Quartal 2009 ein Preis von 5,25 Cent/kWh zu erwarten. Der mitgeteilte Preis der ESB liegt mit 5,4 Cent/kWh um 0,15 Cent/kWh knapp zu hoch.

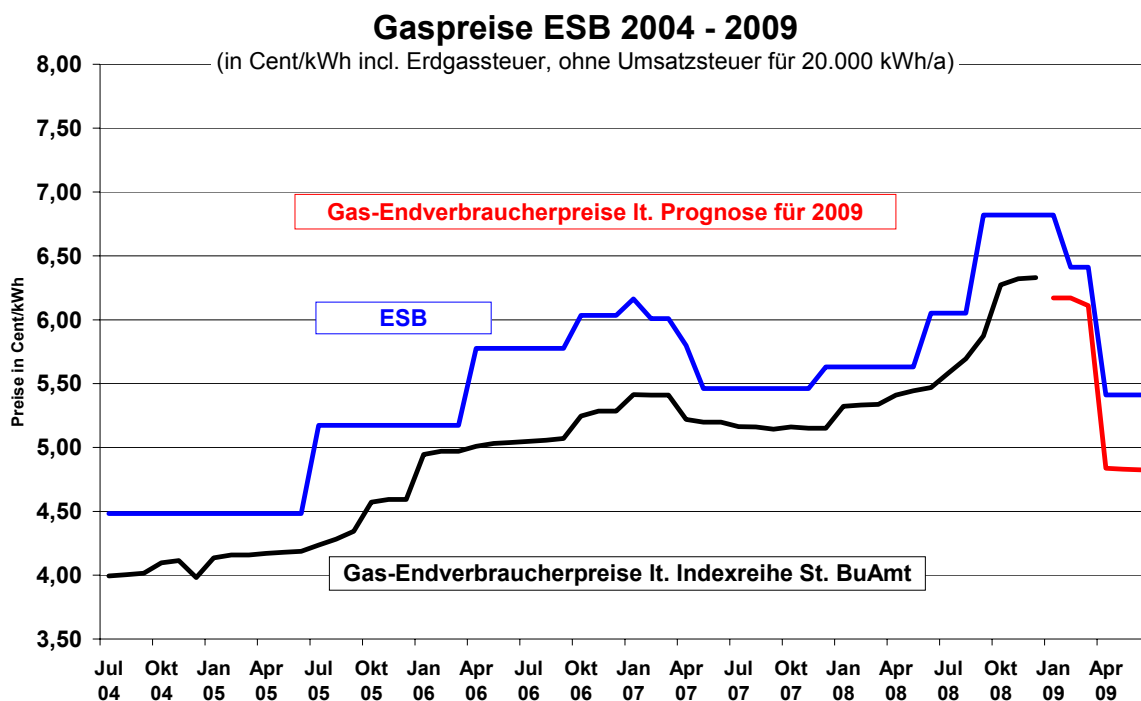


Bild 7.4

Die Preisdifferenz von 0,15 Cent/kWh entspricht ungerechtfertigten Mehrkosten von 30 EUR/a.

## 5.5 GASAG Berliner Gaswerke AG Berlin

In Bild 7.5 ist der Vergleich zwischen der GASAG und dem Marktdurchschnitt aufgetragen.

Die GASAG liegt mit 5,3 Cent/kWh tendenziell leicht oberhalb des bundesdeutschen Durchschnittswertes von 5,0 Cent/kWh.

Unter Berücksichtigung dieses Versatzes von 0,3 Cent wäre entsprechend des zu erwartenden angemessenen Preises von 4,8 Cent/kWh für den gesamtdeutschen Durchschnitt für das 2. Quartal 2009 ein Preis von 5,1 Cent/kWh zu erwarten. Der mitgeteilte Preis der GASAG liegt mit knapp 5,9 Cent/kWh um 0,8 Cent/kWh deutlich zu hoch.

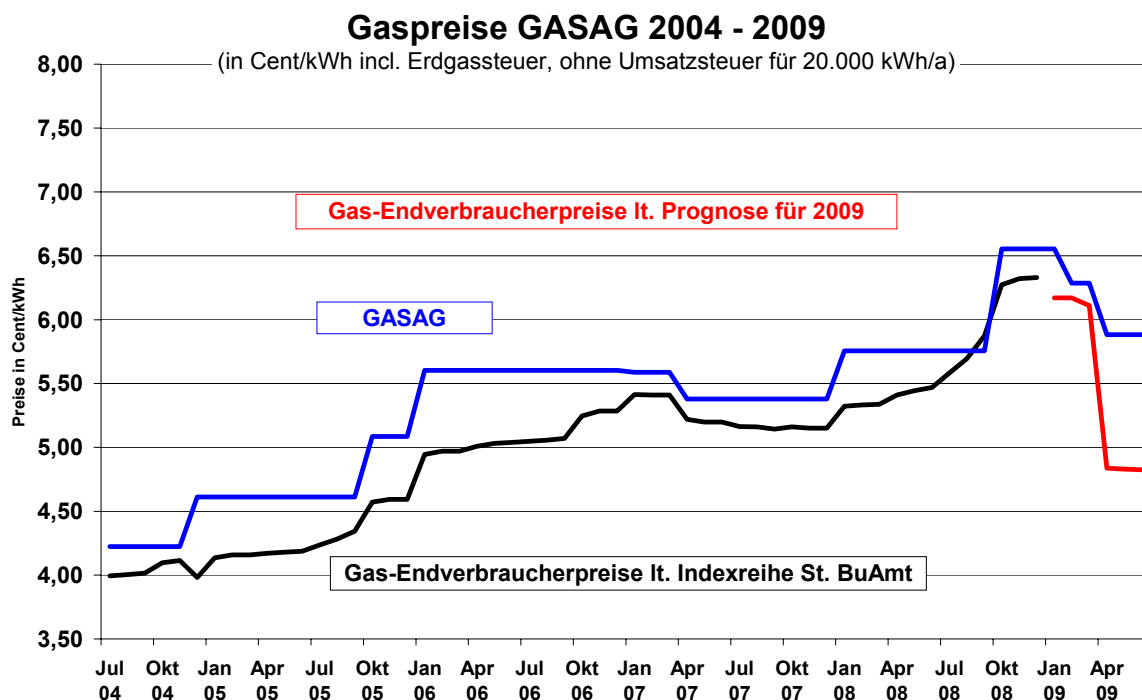


Bild 7.5

Die Preisdifferenz von 0,8 Cent/kWh entspricht ungerechtfertigten Mehrkosten von 160 EUR/a.

## 5.6 Vergleich der Preise der untersuchten GVU für das 2. Quartal 2009

Im Vergleich der untersuchten 5 GVU sind unter Berücksichtigung der langjährigen Abstände zum Marktdurchschnitt folgende Differenzen zum angemessenen Gaspreis für das 2. Quartal 2008 festzustellen (in Cent/kWh):

Rheinenergie	0,5
EWE	0,5
E.ON Avacon	0,4
ESB	0,15
GASAG	0,8

**Von den untersuchten Unternehmen hat kein GVU seine Preise für das 2. Quartal 2009 auf ein im Sinne dieses Gutachtens angemessenes Niveau gesenkt.**

In der folgenden Tabelle sind die Preise für das 2. Quartal 2009 denen des 4. Quartals 2008 gegenübergestellt.

<u>GVU</u>	<u>Senkung in Ct./kWh</u>	<u>Senkung in %</u>
Rheinenergie	- 1,4	- 20
EWE	- 1,0	- 17
E.ON Avacon	- 1,0	- 14
ESB	- 1,4	- 21
GASAG	- 0,7	- 11

## 6. Teil C: Preisanpassungszeitpunkte der GVU

Der Jahresgasbedarf eines Heizgaskunden verteilt sich zu ca. 80% auf jeweils das 1. und 4. Quartal, nur ca. 20% werden im 2. und 3. Quartal benötigt. Daher drängt sich die Frage auf, ob die Preisstellung der GVU ggf. dazu genutzt wird, diesem Umstand dahingehend Rechnung zu tragen, dass Preiserhöhungen tendenziell zum Beginn der verbrauchsstarken Monate erfolgen und Preissenkungen bis zu bzw. nach deren Ende hinausgezögert werden.

Die nähere Untersuchung der Zeitreihen für HEL-Preise und Gaspreise ergibt, dass die Preisveränderungen beim Gas offenbar in der Weise erfolgen, dass die Preise in der verbrauchsstarken Jahreszeit gegenüber HEL tendenziell höher als in den Sommermonaten sind. Und zwar im Durchschnitt für das ganze Bundesgebiet.

Eine solche Preisstellung macht beim HEL keinen Sinn, weil der HEL-Käufer sowohl den Einkaufszeitpunkt seiner Wahl frei bestimmen kann. Der im 4. Quartal beobachtbare tendenziell minimal höhere HEL-Preis im Vergleich zum Jahresdurchschnitt ist durch den witterungsbedingten Nachfrageanstieg verursacht und wegen der jederzeitigen Lieferbarkeit bedeutungslos.

Beim Heizgas jedoch ist der Kunde – auch bei mehreren Lieferanten – mangels Speicherbarkeit gezwungen, das Gas dann zu beziehen, wenn er es benötigt.

Zu diesem Zweck werden die Preise für HEL und für Gas mit den anteiligen monatlichen Verbrauchsmengen entsprechend der jahreszeitlichen prozentualen Verteilung (nach VDI 2067) multipliziert und somit die monatlichen Wärmekosten für Gas und alternativ für HEL bei dem angenommenen Bedarf von 20.000 kWh pro Jahr ermittelt und im folgenden Bild 8 gegenübergestellt:

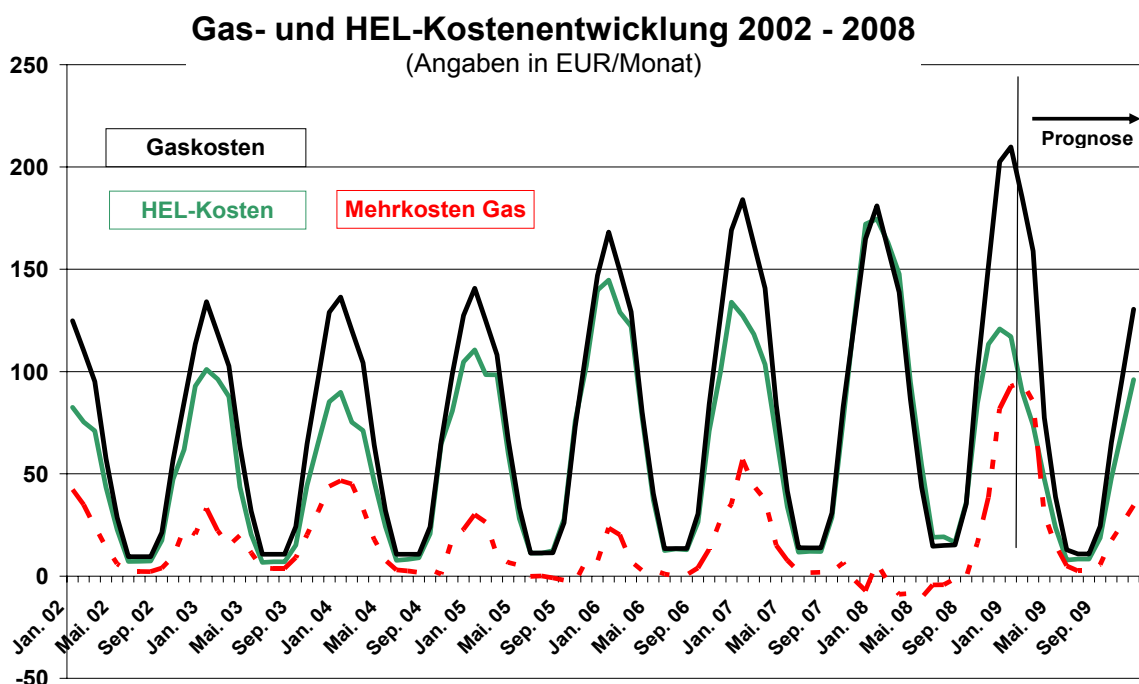


Bild 8



Man erkennt sehr gut den Abstand zwischen der schwarzen (Gas) und der grünen (HEL)-Kurve.

Die gestrichelte rote Linie zeigt die monatlichen Mehrkosten für Gas. Es springt sofort ins Auge, dass die Preisdifferenz von Gas und HEL immer gerade in den Wintermonaten besonders hoch ist.

Dies wird noch deutlicher sichtbar in Bild 9. Hier sind die monatlichen Durchschnittswerte für den Betrachtungszeitraum im Jahresverlauf aufgetragen.

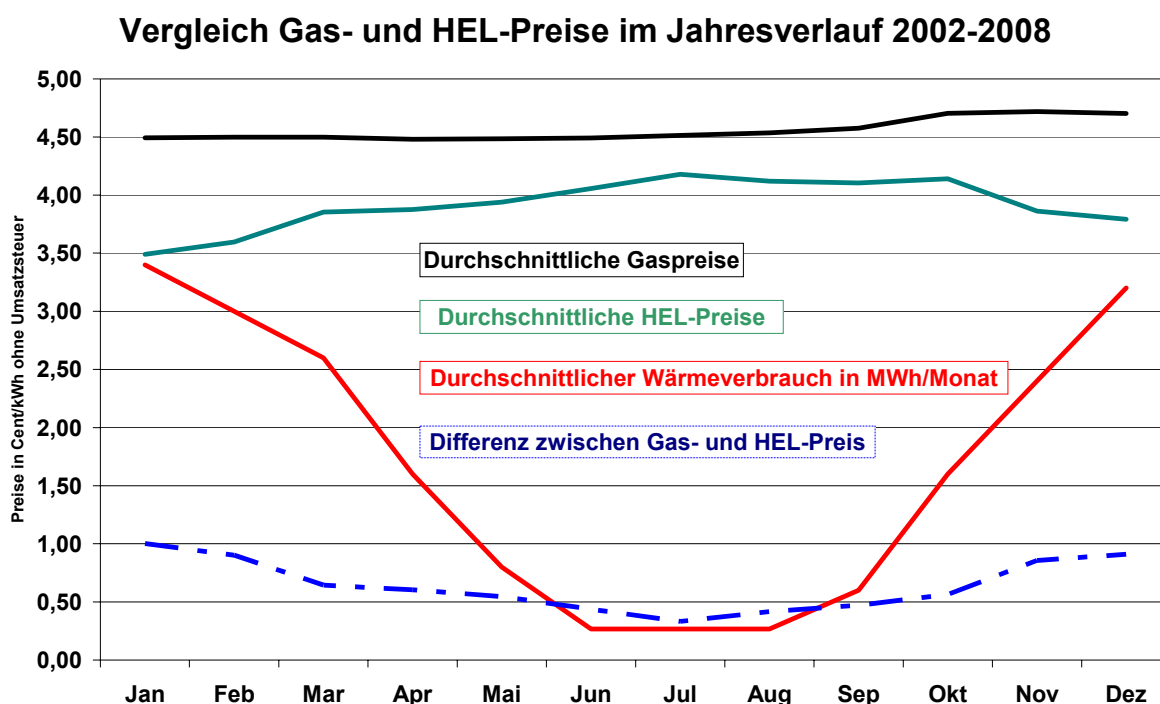


Bild 9

Der Abstand zwischen der grünen und der schwarzen Kurve ist im Sommer am geringsten, siehe auch die gestrichelte blaue Kurve. Die rote Linie ist die durchschnittliche Jahreslastkurve.

Bild 10 bezieht die monatlichen Mengen mit ein und zeigt die Kostendifferenz auf der Basis der Monatsdurchschnitte des Betrachtungszeitraumes auf.

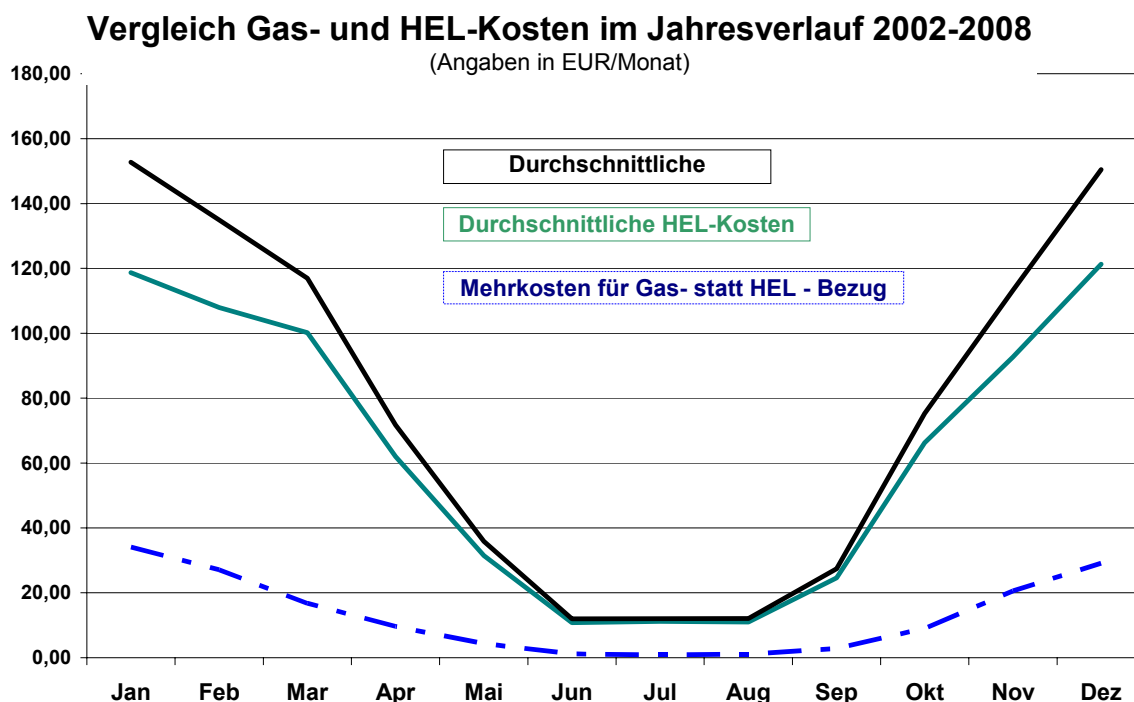


Bild 10

Im Betrachtungszeitraum betrug der durchschnittliche HEL-Preis 3,92 Cent/kWh. Der durchschnittliche Gaspreis betrug 4,56 Cent/kWh und lag damit um ca. 16% höher.

Durch die in der verbrauchstarken Zeit tendenziell höheren Gaspreise steigt diese Differenz auf Kostenbasis aber auf gut 20 %, denn der durchschnittliche HEL-Kunde hat nur 760 EUR pro Jahr gezahlt, während der Gaskunde mit 915 EUR belastet worden ist. Bei den 16% durchschnittlichen HEL-Mehrkosten hätten es bei gleichem Wärmebedarf nur 883 EUR sein dürfen. Damit entfallen 32 EUR/a auf den Effekt der zu frühen Preiserhöhung bzw. zu späten Preissenkung.

**Im Ergebnis ist festzustellen, dass im Betrachtungszeitraum je Gaskunde mit 20.000 kWh/h durch den Bezug von Gas statt HEL durchschnittlich ca. 32 EUR pro Jahr an Mehrkosten infolge einer nach Auffassung des Unterzeichners missbräuchlichen gestalteten Preisanpassungszeitpunkten entstanden sind.**

**Hochgerechnet auf den Haushaltskunden-Absatz in Deutschland nach den Angaben im Monitoring-Bericht der BNA von 2008 in Höhe von ca. 220 Mrd. kWh ergibt sich damit ein ungerechtfertigter Mehrerlös von ca. 350 Mio. EUR pro Jahr.**

gez. Gunnar Harms

Köln, den 11. April 2009

## 7. Teil D: Wettbewerbssituation auf dem Gasmarkt: Problemfelder und Handlungsoptionen

Mehr als 10 Jahre nach Verabschiedung der ersten Erdgas-Binnenmarkttrichtlinie und deren nationaler Umsetzung im Energiewirtschaftsgesetz kann bislang laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur vom August 2008 „ein im wettbewerbsrechtlichen Sinne funktionsfähiger Wettbewerb“ auf keinem der vier sachlichen deutschen Gasmärkte festgestellt werden, als da wären

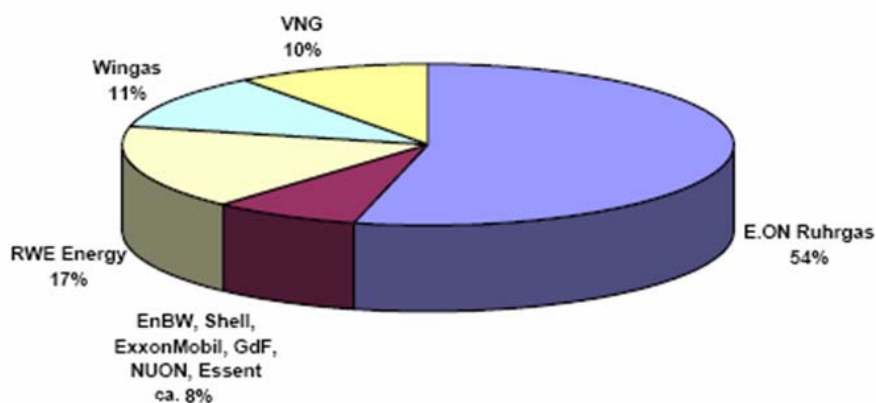
- Markt für die erstmalige Belieferung von Weiterverteilern mit Erdgas,
- Markt für die Belieferung von Weiterverteilern durch regionale Ferngasunternehmen,
- Markt für die Belieferung von Industriekunden und
- Markt für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden.

Dies ist eine vernichtende Bilanz. In den folgenden Absätzen werden dazu kurz die wesentlichen Probleme des bundesdeutschen Gassektors aufgezeigt und korrespondierend sechs zentrale Lösungsansätze benannt.

### 7.1. Zugang zum Gas und zu den Gasspeichern

Die Grundvoraussetzung für funktionsfähige Gasmärkte ist eine ausreichende Liquidität auf dem Großhandelsmarkt, also der Zugang insbesondere zu den Gasimportmengen.

Die folgende Abbildung dokumentiert, dass sich diese Importe auf nur sehr wenige Unternehmen – allen voran E.ON Ruhrgas mit allein rund der Hälfte aller Importe – verteilen.



Quelle: Richmann 2006

Um hier zu einer Verbesserung der Situation zu kommen und Dritten die Möglichkeit zum Gasvertrieb zu eröffnen, erscheinen die folgenden beiden Forderungen zentral:

## **1. Verauktionierung von Gasmengen durch überregionale Ferngasunternehmen**

Es sind (zeitlich befristet) signifikante Gasmengen aus inländischen Fördermengen und aus Importmengen der Ferngasgesellschaften in marktorientierten Verfahren zu versteigern. Dabei muss die Verpflichtung zum Transport des versteigerten Gases Bestandteil der Auktion sein. Die Durchführung eines solchen „Gas-Release-Programms“ zur Dekonzentration auf der Aufkommensstufe, wie es auch von der EU-Kommission in ihrer Sektoruntersuchung Anfang 2007 vorgeschlagen wurde, lässt sich allerdings nicht erzwingen, sondern ist in der Regel das Resultat eines „Deals“ zwischen den Unternehmen und den Wettbewerbsbehörden. Ein solcher „Deal“ war in der Vergangenheit beispielsweise die Zusage des RWE, sich von seinem Ferngasnetz zu trennen, um einem drohenden Kartellverfahren zu entgehen.

## **2. Reduzierung der Bedarfsdeckungsquoten in Langfristverträgen**

Das Bundeskartellamt hat im Januar 2006 verfügt, dass Lieferverträge der Ferngas- oder Regionalgasgesellschaften mit einer Laufzeit von mehr als zwei Jahren lediglich eine Bedarfsdeckung von maximal 80 Prozent und mit einer Laufzeit von mehr als vier Jahren eine Bedarfsdeckung von maximal 50% zulassen dürfen. Diese Verfügung führte dazu, dass seither den Ferngasgesellschaften aus ihren Importverträgen Überhangmengen entstehen, die sie dann an Dritte veräußern müssen.

Eine Erhöhung der Liquidität am Großhandelsmarkt ließe sich hier durch eine weitere Reduzierung der maximalen Bedarfsdeckungsquoten auf beispielsweise 50% (Laufzeit zwischen 2 und 4 Jahren) bzw. 33% (Laufzeit mehr als vier Jahre) erreichen.

Für die Optimierung ihrer Gasbeschaffung ist Dritten darüber hinaus ein gleichberechtigter diskriminierungsfreier Zugang zu den bestehenden Gasspeichern zu gewährleisten. Im Gegensatz zum regulierten Netzzugang erfolgt der Speicherzugang gemäß §26 EnWG bislang jedoch ausschließlich auf Vertragsbasis.

Die Bundesnetzagentur hat für ihren Monitoringbericht 2008 ermittelt, dass elf der 45 Speicherbetreiber insgesamt 58-mal den Drittzugang verweigert haben. Diese Zahl der Zugangsverweigerungen ist angesichts einer Gesamtzahl von 69 Speicherkunden verhältnismäßig hoch. Sie konstatiert insgesamt, dass sich die mit der Ausnahme von der Regulierung verbundenen Hoffnungen auf einen inländischen Wettbewerb um Speicherkapazitäten bislang keineswegs erfüllt haben. Insofern ist als dritte Forderung in diesem Themenfeld zu nennen:

## **3. Einführung der Regulierung des Speicherzugangs durch eine entsprechende Novellierung des EnWG**

Diese Regulierung würde durch die Bundesnetzagentur erfolgen und ähnlich wie bei der Netzregulierung dem grundsätzlichen Recht zum Speicherzugang verbun-

den mit regelmäßig überprüften und angepassten Speichernutzungsentgelten Bahn brechen.

## **7.2 Zugang zum Netz**

Der an sich rechtlich verankerte Netzzugang Dritter zum Gasnetz wird faktisch immer wieder dadurch ausgehebelt, dass die Netzbetreiber ausgebuchte Kapazitäten vorgeben, die jedoch nicht mit einer physikalischen Kapazitätsauslastung korrespondieren („Kapazitätshortung“).

Gegen dieses strategische Verhalten seitens der Netzbetreiber sollten die folgenden beiden Maßnahmen ergriffen werden:

### **4. Einführung von Day-Ahead-Auktionen fester Transportkapazitäten**

Die Inhaber langfristiger Kapazitätsrechte bei den Ferngasleitungen inkl. marktgebietsüberschreitender Kuppelstellen sollten darauf verpflichtet werden, diese täglich zu einem bestimmten Zeitpunkt zu nominieren, d.h. offen zu legen, welche Kapazitäten sie nachweislich am nächsten Tag benötigen. Alle nicht nominierten Kapazitäten werden dann als feste Kapazitäten in einer Day-Ahead-Auktion allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zum Erwerb angeboten; die Auktionen sind von der Bundesnetzagentur zu überwachen und auszuwerten. Die Auktionserlöse werden zum Netzausbau oder zur Senkung der Netzentgelte verwendet. Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist entsprechend zu novellieren.

### **5. Schaffung einer bundesweit einheitlichen Marktgebiete-Kooperationsplattform**

Die Gasnetzzugangsverordnung verpflichtet die Netzbetreiber in §14 zur Einrichtung einer gemeinsamen elektronische Plattform für den Handel mit Kapazitätsrechten, die alle Angebote gleichartiger Kapazität und Nachfragen nach Kapazität für dieselben Netze oder Teilnetze für die Nutzer der Plattform transparent machen muss. Aktuell erschweren die unterschiedlichen Kooperationsplattformen für die einzelnen Marktgebiete die zeitnahe Erlangung wichtiger Informationen und führen zu hohen Transaktionskosten für die Transportkunden. Die Einrichtung einer bundesweit einheitlichen Marktgebiete-Kooperationsplattform würde parallel zur Minimierung der Marktgebiete (s.u.) dazu führen, die Markttransparenz zu erhöhen, Transaktionskosten zu senken und die Geschäftsprozesse stärker zu harmonisieren.

### **7.3 Zugang zum Kunden**

Neue Gaslieferanten werden sich nur dann in ausreichender Zahl im Gasendkundenmarkt engagieren, wenn sie sich Gas jederzeit auf einem ausreichend liquiden Marktplatz besorgen können, sich ihre Transaktionskosten in Grenzen halten und die Netznutzungsentgelte im Vergleich zu den etablierten Gaslieferanten nicht höher ausfallen. Die wichtigste Voraussetzung dafür ist eine deutliche Verringerung der derzeit bestehenden 12 Marktgebiete auf möglichst nur noch ein Marktgebiet pro Gasqualität. Diese minimale Anzahl der Marktgebiete würde folgende Vorteile mit sich bringen:

- substantielle Erhöhung der Liquidität in den einzelnen Marktgebieten, damit verbunden geringere Preisvolatilität
- Vermeidung überhöhter Netzentgelte durch Überlagerung mehrfacher Entry- und Exitentgelte bei einem marktgebietsübergreifenden Transport („pancaking“)
- Vermeidung unnötiger Transaktionskosten

Daraus ergibt sich die abschließende Forderung:

#### **6. Deutliche zeitnahe Minimierung der Anzahl der Marktgebiete**

Seit 2007 konnte die Zahl der Marktgebiete von 19 auf 12 verringert werden. Es handelt sich aktuell um 7 H-Gas- und 5 L-Gasgebiete. Die Bundesnetzagentur kann die Zusammenfassung von Teilnetzen anordnen, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. Die mit dieser Formulierung verbundenen Rechtsunsicherheiten haben vermutlich dazu geführt, dass von einer solchen Anordnung bislang Abstand genommen wurde. Hier ist das Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) so zu novellieren, dass so rasch wie möglich jeweils ein einziges Marktgebiet für die beiden unterschiedlichen Gasqualitäten erreicht werden.

## Verwendete Literatur

Wochenbericht Commodities (Newsletter der Bayern LB; Energy & Commodities Services GmbH) vom 19.3.09

Team-Consult: Grenzübergangspreis-Prognose vom 6.3.2009  
(<http://www.teamconsult.net>)

Energie-Informationsdienst Hamburg, div. Ausgaben

Dow Jones Trade News Energy, div. Ausgaben

Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2008, 31. Juli 2008

E-Bridge: Gutachten zur wettbewerblichen Weiterentwicklung des deutschen Gasmarktes, Gutachten im Auftrag der MVV Energie AG, Februar 2009

Monopolkommission: Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, 11.2007

Richmann, Alfred: Quo Vadis Energiebeschaffung - Die Liberalisierung der europäischen Strom- und Erdgasmärkte, Vortrag am 30./31. August 2006 in Düsseldorf/Neuss

Aus dem Internet:

<http://www.toptarif.de>; „Entwicklung der durchschnittlichen Gaspreise in Deutschland“; Stand vom 30.3.09

<http://www.gaspreistabelle.de>; Gaspreisdatabank von Michael Houben; Stand vom 13.3.09

Internetveröffentlichungen der Unternehmen Rheinenergie, EWE, E.ON Avacon, ESB und GASAG zum 13.3.09

<https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=home>; Statistisches Bundesamt, Publikationsservice, Daten zur Energiepreisentwicklung