



E-CONTROL

**2. Konsultationspapier zur Ausgestaltung der
2. Regulierungsperiode GAS
1.1.2013-31.12.2017**

Version vom: 25.05.2012

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Zusammenfassende Erkenntnisse des ersten Konsultationspapiers	1
3. Genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen)	3
4. Finanzierungskostensatz (WACC)	3
5. Erweiterungsfaktoren während der Regulierungsperiode	5
5.1. Investitionsfaktor	5
5.2. Betriebskostenfaktor.....	5
6. Konsultationsprozess	9

1. Einleitung

Die derzeitige gültige Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber erstreckt sich über zwei Regulierungsperioden zu je fünf Jahren, wobei die erste Periode mit 31.12.2012 endet. Im Rahmen dieses Konsultationspapiers sollen jene Teilbereiche, die im Rahmen des vorangegangenen ersten Konsultationspapiers noch nicht abschließend behandelt wurden aber für die Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode – beginnend mit 1.1.2013 – maßgeblich sind, im Detail unter Beachtung der gesetzlichen Rahmenbedingungen des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011) dargelegt werden und neben den betroffenen Netzbetreibern auch den Amtsparteien gem. § 69 Abs. 3 GWG 2011 die Möglichkeit zur Stellungnahme eingeräumt werden.

Das vorliegende Papier stellt die aktuelle Ansicht der E-Control zur Ausgestaltung der 2. Regulierungsperiode für Gasverteilernetzbetreiber dar. Eine abschließende Festlegung wird nach erfolgter Konsultation im Zuge des laufenden Kostenermittlungsverfahrens getroffen. Ein konsolidiertes Dokument einschließlich einer Würdigung der eingelangten Stellungnahmen zu beiden Konsultationspapieren wird auf der Homepage veröffentlicht.

Die Behörde weist darauf hin, dass sich die dargelegten Inhalte des vorliegenden Dokuments ausschließlich auf die 2. Regulierungsperiode der Gasverteilernetzbetreiber (1. Jänner 2013 bis 31. Dezember 2017) beziehen und die Ausgestaltung nachfolgender Regulierungsperioden nicht präjudizieren.

2. Zusammenfassende Erkenntnisse des ersten Konsultationspapiers

Diesem Konsultationspapier ist ein erstes Konsultationspapier vorangegangen, welches im März 2012 auf der Homepage der E-Control, mit dem Hinweis auf eine zweiwöchige Stellungnahmefrist der Amtsparteien, veröffentlicht wurde.¹

Das erste Konsultationspapier behandelte die grundlegende Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode. Dabei wurde im Detail auf die Methodik des Überganges in die zweite Regulierungsperiode und insbesondere auf die Methodik der Neubestimmung des Kostenanpassungsfaktors eingegangen. Darin wurde seitens der Behörde vorgeschlagen, den Kostenanpassungsfaktor für die zweite Periode auf Basis eines Zielerreichungsgrades zu ermitteln. Für den dafür notwendigen Soll-Ist-Vergleich ist die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers zu Beginn der Regulierungsperiode wiederherzustellen, indem von den geprüften Istkosten die Erweiterungsfaktoren der ersten Regulierungsperiode abgezogen werden. Für diese Anpassung ist es generell denkbar, entweder auf die Faktoren anhand der Spezifikation während der ersten Periode (Erweiterungsfaktoren ‚alt‘) oder aber auf die Ausgestaltung für die zweite Periode (Erweiterungsfaktoren ‚neu‘) abzustellen. Im Rahmen des ersten Papiers (siehe Kapitel 4.1) wurde ausgeführt, dass generell die ‚alten‘ Erweiterungsfaktoren für Vergleichszwecke im Zusammenhang mit der Ermittlung des Kostenanpassungsfaktors herangezogen werden sollten. Im Zuge der Erstellung dieses

¹ Es sei darauf hingewiesen, dass alle eingegangenen Stellungnahmen zu beiden Konsultationspapieren gemeinsam in einem finalen Enddokument gewürdigt werden.

zweiten Konsultationspapiers gelangte man zur Erkenntnis, dass diese Vorgangsweise zu unerwünschten Effekten führt.

Das dargestellte Prinzip der Vergleichbarkeitsrechnung mit dem Erweiterungsfaktor (alt) und der additiven Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors (neu) (für die Bestimmung der Kostenbasis 2013) gilt jedenfalls für den Investitionsfaktor. Für Vergleichbarkeitszwecke muss der Investitionsfaktor mit bisherigem Finanzierungskostensatz (Investitionsfaktor 'alt') von den CAPEX 2011 (unter Anwendung des bisherigen Finanzierungskostensatzes) abgezogen werden. Die additive Berücksichtigung erfolgt anschließend durch die Hinzuzählung des Investitionsfaktors ‚neu‘ (nach neuer Spezifikation auch mit neuem Finanzierungskostensatz) auf die CAPEX 2011 (unter Anwendung des neuen Finanzierungskostensatzes). Würde der Wechsel zwischen den Investitionsfaktoren abweichend berücksichtigt werden, so wäre

- a) bei Rückrechnung mit dem Investitionsfaktor ‚neu‘ die Vergleichbarkeitsrechnung unsachgerecht, da die Kosten eines effizienten Netzbetreibers auch auf Basis eines bisherigen Finanzierungskostensatzes bestimmt wurden, oder
- b) bei der additiven Berücksichtigung mit dem bisherigen Investitionsfaktors ‚alt‘ der unerwünschte Effekt erreicht, dass die Investitionen in Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen seit 2006 auch weiterhin mit dem bisherigen Finanzierungskostensatz abgegolten werden und sich dadurch die Änderung im Niveau des Finanzierungskostensatzes nicht durchschlägt.

Aus diesen Gründen wird im Rahmen der Vergleichsrechnung von den geprüften CAPEX 2011 der Effekt der WACC-Änderung eliminiert ($\text{Unterschied aus } \text{RAB}_{2011} * \text{WACC}(\text{neu}) \text{ minus } \text{RAB}_{2011} * \text{WACC}(\text{alt})$) und der Investitionsfaktor auf Basis der bisherigen Spezifikation (mit bisherigem Finanzierungskostensatz) abgezogen. Im Rahmen der Regulierungsformel erfolgt anschließend die additive Berücksichtigung des Investitionsfaktors unter neuer Spezifikation auf die hochgerechneten, geprüften und angepassten CAPEX (errechnet mit neuem WACC).

Bei der Vergleichsrechnung in Verbindung mit dem Betriebskostenfaktor ergibt sich ein Sonderproblem, da die bisherigen Preisansätze auf der Netzebene 3 eine gewisse Anreizkomponente zur Gewinnung neuer Netzkunden enthalten und die tatsächlichen Kosten der Änderung der Versorgungsaufgabe deswegen wohl überschätzt haben. Würde man von den geprüften OPEX 2011 nun den Betriebskostenfaktor ‚alt‘ abziehen und mit dem Betriebskostenfaktor ‚neu‘ aufrechnen, so würden durch diese Vorgangsweise „Scheineffizienzgewinne“ in Höhe dieser Anreizkomponente entstehen. Generell ist fraglich, ob die Betriebskostenfaktoren eine Anreizkomponente beinhalten sollten, oder ob diese in ihrer Funktion lediglich die Veränderung der Versorgungsaufgabe im Bereich der Betriebskosten adäquat abzubilden haben. Der von der Behörde neu vorgeschlagene Betriebskostenfaktor der Netzebene 3 (siehe Kapitel 5.2) beinhaltet diese Anreizkomponente für den Vergleichszweck nicht, sondern stellt die Opex-Veränderung durch eine Veränderung der Versorgungsaufgabe dar (näheres dazu siehe Abschnitt 5.2).

Um dem Problem der Generierung von „Scheineffizienzen“ zu entgehen, wird der Ansatz verfolgt, für Vergleichszwecke den Betriebskostenfaktor gemäß neuer Spezifikation (exklusive etwaiger Anreizkomponenten) von den geprüften Ist-OPEX 2011 abzuziehen. Im

Rahmen der Regulierungsformel erfolgt anschließend ebenso die additive Berücksichtigung des Betriebskostenfaktors ‚neu‘. Durch diese Vorgangsweise kommt es weder zu Unter- bzw. Überdeckungen von den anerkannten OPEX noch zur Generierung von Scheineffizienzen im Ausmaß der bisherigen „Anreizkomponente“.

Im Rahmen des ersten Konsultationspapiers wurde zudem die künftig zur Anwendung kommende Regulierungsformel dargestellt und die Möglichkeit der Einführung eines Qualitätselementes auch während der zweiten Regulierungsperiode dargelegt. Beibehalten werden im Wesentlichen die Spezifikation des Netzbetreiberpreisindex sowie die Spezifikation der verzinslichen Kapitalbasis (RAB).

Nicht abschließend behandelt wurden hingegen die Höhe des generellen Produktivitätsfortschritts (X-Gen), die Höhe des Finanzierungskostensatzes und die konkrete Ausgestaltung des Betriebskostenfaktors. Für diese drei Teilbereiche wurde ein weiteres Konsultationspapier angekündigt, welchem hiermit nachgekommen wird.

3. Genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen)

Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung für Gasverteilernetzbetreiber wurde ein genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen) in Höhe von 1,95 Prozent per anno festgelegt. Im Rahmen des ersten Konsultationspapiers wurde darauf verwiesen, dass etwaige Abweichungen von diesem Wert gesondert zu analysieren und zu konsultieren sind. Dieser Ankündigung wird hiermit nachgekommen.

Nach Verständnis der Behörde ist der Wert von 1,95 Prozent per anno für die Dauer von zwei Perioden anzuwenden, weil ein geänderter Frontier-Shift auch eine Anpassung der Zielkosten zur Folge hätte und dies den grundlegenden vereinbarten Rahmenbedingungen der ersten Regulierungsperiode (vgl. 1. Konsultationspapier) widersprechen würde.

Im Zuge der Analysen zur Ausgestaltung der zweiten Regulierungsperiode hat die Behörde eine Metastudie zu den Produktivitätsentwicklungen in verschiedenen Infrastrukturbereichen durchgeführt. Diese zeigen, dass der vorgeschlagene Wert auch für die nächste Periode sachgerecht ist. Daher ergibt sich aus Sicht der E-Control kein Anpassungsbedarf hinsichtlich der Höhe der generellen Produktivitätsvorgabe für die zweite Regulierungsperiode.

4. Finanzierungskostensatz (WACC)

Gemäß § 80 Abs 1 GWG 2011 haben die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes zu berücksichtigen sind. In der Vergangenheit wurde der Finanzierungskostensatz auf Basis eines WACC-Ansatzes ermittelt – diese Vorgangsweise soll auch für die zweite Anreizregulierungsperiode beibehalten werden.

Vor dem Hintergrund des Erfordernisses der Angemessenheit des Finanzierungskostensatzes wurden die Parameter der WACC-Kalkulation einer eingehenden Evaluierung unterzogen. Generell wurde dabei der Ansatz verfolgt, auf möglichst aktuelle Werte hinsichtlich des risikolosen Zinses, des Betas, der Marktrisiko- und der Fremdkapitalprämie, sowie des

Unternehmenssteuersatzes abzustellen.² Es wurde somit folgende WACC-Struktur erarbeitet:

WACC	1. Periode	2. Periode	
risikoloser Zins	4,21%	3,27%	OeNB Sekundärmarktrendite, einfacher 5 Jahresschnitt
Risikozuschlag Fremdkapital	0,60%	1,45%	Differenz zwischen Unternehmensanleihen und äquivalenter Staatsanleihen
Marktrisikoprämie	5,00%	5,00%	Datenbank von Dimson/Marsh/Staunton, arithmetisches Mittel
Beta unverschuldet	0,325	0,325	Asset Beta (Mod. Miller, Vasicek adj.), Sample beinhaltet Strom und Gas TSOs und DSOs
Beta verschuldet	0,691	0,691	
FK-Anteil	60,00%	60,00%	
EK-Anteil	40,00%	40,00%	
Steuersatz	25,00%	25,00%	
EK-Zins <i>nach</i> Steuern	7,66%	6,72%	
EK-Zins <i>vor</i> Steuern	10,22%	8,96%	
FK-Zins <i>nach</i> Steuern	3,61%	3,54%	
FK-Zins <i>vor</i> Steuern	4,81%	4,72%	
WACC <i>vor</i> Steuern	6,97%	6,42%	
WACC <i>nach</i> Steuern	5,23%	4,81%	

Abbildung 1: WACC-Struktur für die 2. Regulierungsperiode

Bisher wurden der WACC bzw. die entsprechenden Parameter für die Dauer einer Regulierungsperiode unverändert beibehalten. Für diese Vorgangsweise spricht, dass die Unternehmen sowie Investoren Klarheit darüber haben, welche Rendite ihnen während einer Regulierungsperiode auf das eingesetzte Kapital zugestanden wird. Eine Fixierung des Zinsniveaus sorgt somit für ein gewisses Maß an Investitionssicherheit. Andererseits können mit diesem Ansatz aktuelle Entwicklungen der Zinslandschaft während der Regulierungsperiode nicht entsprechend berücksichtigt werden.

Um das Risiko von Überdeckungen (beispielsweise jene der Vergangenheit aufgrund eines überhöhten Finanzierungskostensatzes) oder auch möglichen künftigen Unterdeckungen (im Falle eines späteren höheren Zinsniveaus) zu reduzieren, könnte eine jährliche Anpassung des WACCs auf Basis von aktualisierten Werten hinsichtlich der WACC-Parameter in Betracht gezogen, oder sogenannte „Revisionsklauseln“ bei Über- oder Unterschreitung des von zuvor definierten Bandbreiten angedacht werden. Die damit erreichte Flexibilität der Anpassung steht jedoch zwangsläufig im Widerspruch zur zuvor erwähnten stabilen und sicheren zugestandenen Verzinsung für getätigte Investitionen über eine laufende Regulierungsperiode. Die beiden angesprochenen Varianten weisen somit Vor- und Nachteile auf. Aus Sicht der Behörde überwiegt der Vorteil hinsichtlich der Planbarkeit und Stabilität des Regulierungssystems gegenüber dem Nachteil einer möglichen Fehleinschätzung bezüglich der zukünftigen Marktentwicklungen. Daher ist es aus Sicht der Behörde weiterhin sachgerecht, die WACC-Höhe innerhalb der Regulierungsperiode nicht zu verändern.

Bei der Festsetzung des Finanzierungskostensatzes für einen längeren in der Zukunft liegenden Zeitraum ist generell darauf Bedacht zu nehmen, inwiefern Entwicklungen innerhalb dieser Periode antizipiert werden können. Konkret kann für die zweite Regulierungsperiode damit gerechnet werden, dass sich das derzeit sehr niedrige Zinsniveau innerhalb der nächsten fünf Jahre erhöhen wird. Dies wurde insofern

² Dies erfolgt vor dem Hintergrund der Festsetzung des WACCs über den gesamten Zeitraum einer Regulierungsperiode.

berücksichtigt, indem bei der Ermittlung des risikolosen Zinses auf einen fünfjährigen Durchschnittswert (anstatt eines deutlich kürzer in die Vergangenheit reichenden Betrachtungszeitraum) der OeNB Sekundärmarktrendite abgestellt wurde. Es wurde somit bewusst vermieden, dass ausschließlich auf die Periode mit niedrigem Zinsniveau fokussiert wird und somit ein Risiko für Unterdeckungen auf Seiten der Netzbetreiber entsteht.

5. Erweiterungsfaktoren während der Regulierungsperiode

Da im Rahmen der Anreizregulierung eine Entkoppelung zwischen den tatsächlichen Kosten und den regulierten bzw. laut Regulierungspfad fortgeschriebenen Kosten erfolgt, können unter Umständen Abweichungen zwischen diesen Kosten auftreten. Eine Neubestimmung des Kostenniveaus erfolgt generell zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode. Sollte sich die Versorgungsaufgabe während der Regulierungsperiode ändern, ist es sinnvoll, diese Änderung im Rahmen von Erweiterungsfaktoren zu berücksichtigen.

Bereits während der ersten Regulierungsperiode wurden sowohl ein Betriebskostenfaktor als auch ein Investitionsfaktor in das Regulierungssystem eingeführt, die eine geänderte Versorgungsaufgabe - im Vergleich zum Ausgangsjahr - auch während einer Regulierungsperiode abbilden. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen wird an den bewährten Elementen festgehalten, auch wenn eine Adaptierung in Einzelbereichen notwendig erscheint.

5.1. Investitionsfaktor

Änderungen beim Investitionsfaktor wurden bereits im Rahmen des ersten Konsultationspapiers dargelegt. Dieser wird künftig neben Investitionen in Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen auch Investitionen in Messgeräte umfassen. Hierzu wurde von Seiten der BAK angemerkt, dass sich die Kosten für Smart Meter aus den bisherigen Messentgelten finanzieren sollten. Während sich positive Kosteneffekte aus Smart Metering allerdings vorrangig im operativen Kostenbereich wiederfinden, erscheint die Abgeltung zusätzlich entstehender Kapitalkosten durch die Investition in Messgeräte (nicht nur Smart Meter) während der Regulierungsperiode sachlich gerechtfertigt.

5.2. Betriebskostenfaktor

Abhängig von der Netzebene wurden in der ersten Regulierungsperiode unterschiedliche Ausgestaltungen für den Betriebskostenfaktor zur Anwendung gebracht. Aus Sicht der Behörde erscheint das Abzielen auf zusätzliche Leitungskilometer für die Netzebene 2 und die gesonderte Berücksichtigung der Netzebene 1 (gemäß der langfristigen Planung) als weiterhin adäquat.³

Für die Netzebene 3 wurde in der ersten Regulierungsperiode für einen nicht gemessenen zusätzlichen Hausanschluss ein pauschaler Betrag in Höhe von EUR 200 und für einen zusätzlichen gemessenen Hausanschluss EUR 5.000 zum Ansatz gebracht. Aufgrund seiner derzeitigen Spezifikation kann der Betriebskostenfaktor auch negative Werte annehmen, wenn sich die Anzahl der Hausanschlüsse reduziert.

³ Eine Darstellung der entsprechenden Spezifikationen unterbleibt daher in diesem Papier.

Das weitere Abzielen auf Hausanschlüsse erscheint der Behörde gerade vor dem Aspekt sinkender Zählpunktezahlen, hervorgerufen durch die Substitution mit anderen Energieträgern (zB Fernwärme), als fraglich. Der Betriebskostenfaktor soll die Veränderung der Versorgungsaufgabe während der Periode abbilden und entsprechende Kostenveränderungen im Bereich der operativen Kosten widerspiegeln. Nachfolgende Grafik zeigt die Zählpunktentwicklung österreichischer Gasnetzbetreiber im Zeitraum 2002 bis 2010.

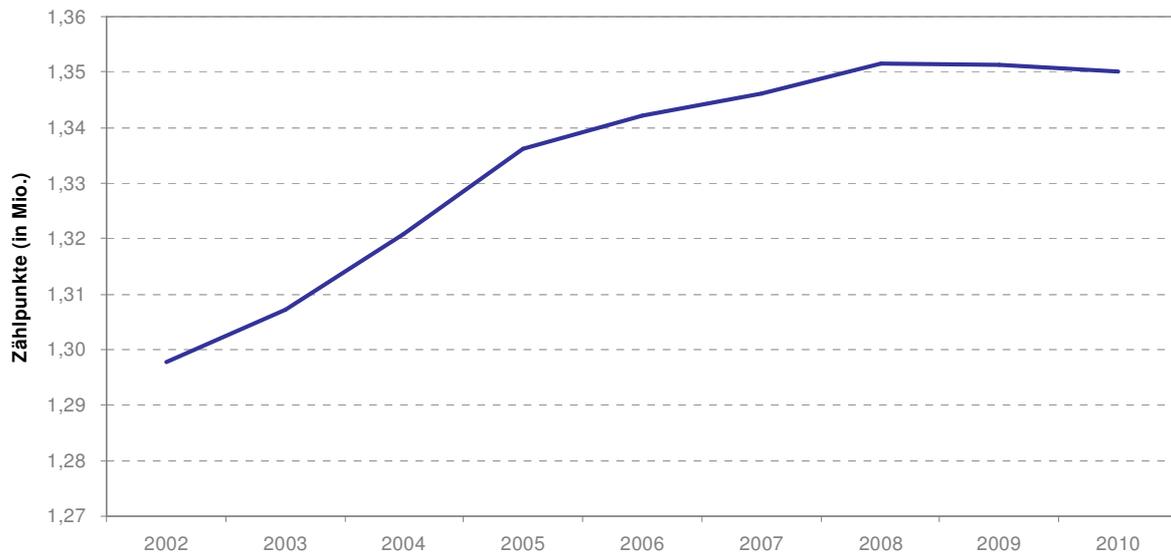


Abbildung 2: Darstellung der Zählpunktentwicklung österreichischer Gasverteilnetzbetreiber

Es ist ersichtlich, dass sich der Zuwachs an Zählpunkten in den letzten Jahren nicht nur verlangsamt hat, sondern auch eine sinkende Tendenz aufweist. Während ländliche Bereiche nach wie vor (oftmals starke) Zuwächse verzeichnen, ist die sinkende Tendenz der überdurchschnittlich starken Abnahme an Zählpunktzahlen dem städtischen Bereich zuzuschreiben. Sinkende Zählpunktzahlen sollten generell mit sinkenden Kosten einhergehen – dies wird bei der Betrachtung der Netzanschlüsse mitunter nicht angemessen abgebildet. Es besteht die Möglichkeit, dass Netzanschlüsse bestehen bleiben, obwohl die dahinterliegenden Zählpunkte zumindest teilweise nicht mehr existieren.⁴ Gerade vor diesem Hintergrund erscheint es angemessen auf die Berücksichtigung von Zählpunkten anstelle der Hausanschlüsse abzustellen. Dies stellt sicher, dass eine Veränderung der Versorgungsaufgabe entsprechend auch im Bereich der operativen Kosten abgebildet wird.

Dies erfolgt wie beim bereits bestehenden Faktor sowohl durch die Möglichkeit eines positiven (kostenerhöhenden) als auch eines negativen (kostenreduzierenden) Wertes.

Durchgeführte Regressionsanalysen zeigen, dass sich zur Erklärung der OPEX der Netzebene 3 neben der Anzahl der gesamten Zählpunkte (ZPGES) auch die Rohrleitungskilometer (km_e3) dieser Netzebene eignen. Dies wird durch die entsprechend hohe Signifikanz beider

⁴ Dieser Umstand führt dazu, dass eine gemeinsame Betrachtung von Hausanschlüssen und Zählpunkten innerhalb eines Faktors nicht sinnvoll ist.

erklärenden Variablen untermauert. Das beobachtete Gütemaß in Höhe von 0,97 (R^2) zeigt, dass durch dieses Modell die Variation der OPEX hinreichend erklärt werden kann. Die Modellspezifikation (mit Berücksichtigung einer Konstante) stellt sicher, dass die geschätzten Koeffizienten lediglich die variable Komponente einer Veränderung der Parameterwerte widerspiegeln.

Dependent Variable: OPEX E3 (TEUR)

Method: Least Squares

Date: 04/18/12 Time: 15:33

Sample: 1 19

Included observations: 19

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
ZPGES	0.059708	0.003848	15.51732	0.0000
KM_E3	1.44893	0.298036	4.861592	0.0002
C	1105.352	611.9662	1.806231	0.0897
R-squared	0.974025	Mean dependent var		7679.502
Adjusted R-squared	0.970778	S.D. dependent var		12216.17
S.E. of regression	2088.282	Akaike info criterion		18.27001
Sum squared resid	69774777	Schwarz criterion		18.41913
Log likelihood	-170.5651	Hannan-Quinn criter.		18.29525
F-statistic	299.9883	Durbin-Watson stat		1.815479
Prob(F-statistic)	0.0000			

Abbildung 3: Ergebnis der Regressionsanalyse zur Ableitung des Betriebskostenfaktors der Netzebene 3

Aufgrund der resultierenden Signifikanz der Rohrleitungskilometer erscheint es sachgerecht, dass der künftige Betriebskostenfaktor der Netzebene 3 auch eine Veränderung der Rohrleitungskilometer umfassen sollte.

Die aus der OLS-Regression resultierenden durchschnittlichen Kosten stehen aus Sicht der Behörde generell nicht im Einklang mit den Anforderungen des § 79 GWG 2011, wonach die Bezugnahme auf ein effizientes Kostenniveau erfolgen sollte. Da den regulierten Netzbetreibern keine Illusion über quasi-effiziente Betriebskosten für einen zusätzlichen Zählpunkt bzw. Rohrleitungskilometer vermittelt werden sollte, erachtet die Behörde daher als Preisansatz einen Wert unter Abzug der einfachen Standardabweichung als sachgerecht. Somit werden die folgenden Preisansätze für den Betriebskostenfaktor der Netzebene angesetzt:

- o Zusätzlicher Zählpunkt (NE-3):

$$55,86 \text{ EURO } (= (0,059708 - 0,003848) * 1000)$$

- o Zusätzlicher Rohrleitungskilometer (NE-3)

$$1150,89 \text{ EURO } (= (1,44893 - 0,298036) * 1000)$$

In den Erläuterungen der GSNT-VO 2008 war der Betriebskostenfaktor der Netzebene 3 noch als Kostenelastizität basierend auf einer Veränderung der Zählpunkte spezifiziert. Die E-Control Kommission vertrat damals die Ansicht, dass ein Rückgang der Zählpunkte nicht unmittelbar zu einem Rückgang der Kosten in der Höhe der gleichen Elastizität führen muss, sondern negative Entwicklungen nur zur Hälfte (50 Prozent der Elastizität) kostenmindernd wirken. Unbestritten ist jedoch die Tatsache, dass der damals spezifizierte Betriebskostenfaktor auch negative Werte annehmen konnte. Obwohl die Thematik der „Symmetrie bzw. Asymmetrie“ im Zuge der Novellierung der GSNT-VO 2008 (Novelle 2009) nicht diskutiert wurde, konnte auch dieser Betriebskostenfaktor, welcher auf pauschalen Preisansätzen für gemessene und nicht-gemessene Hausanschlüsse beruht, negative Werte annehmen.

Wie oben bereits dargelegt, zeichnen sich in manchen Regionen Österreichs Entwicklungen ab, die sich im Bereich des Betriebskostenfaktors aufgrund der Rigidität der Hausanschlüsse unzureichend abbilden. Zwar ist es richtig, dass ein bestehender Hausanschluss trotz wegfallender bzw. weggefallener Zählpunkte gewartet werden muss, dem stehen jedoch auch entsprechende Kosteneinsparungen im Bereich der operativen Kosten entgegen. Einsparungen sind insbesondere in Prozessen wie Zählerwesen⁵ (Wartung und Eichung, Ablesung, Vorhaltung der Zähler bei Defekt), Kundenabrechnung, Kundenservice und Support zu erwarten. Ein wesentlicher Anteil entfällt bei den genannten Prozessen auch auf die damit verbundene EDV-Infrastruktur.

Nachdem die Behörde die Argumente der Branche in Bezug auf die Rigidität der Kosten nachvollziehen kann, wird zur Ausgestaltung des Betriebskostenfaktors der Netzebene 3 ein „asymmetrischer bzw. geknickter Verlauf“ angesetzt und damit auch der Auffassung der E-Control Kommission (siehe oben) gefolgt.

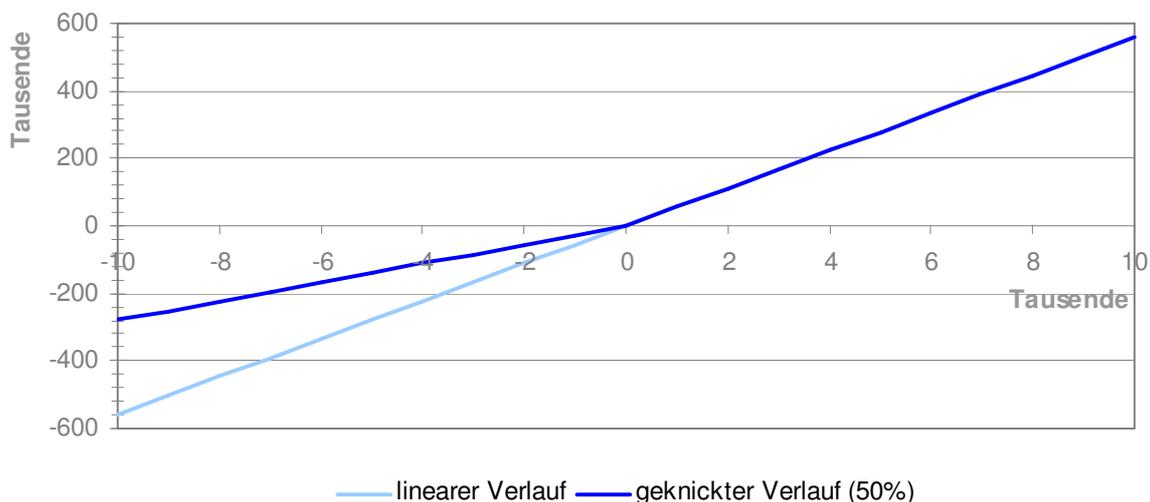


Abbildung 4: Linearer vs. geknickter Verlauf der Kostenänderung bei Veränderung der Zählpunkte

⁵ Umfasst Zähler sowie Gasdruckregler und Absperrhahn.

Bei negativen Entwicklungen wird eine Rigidität von 50 Prozent der Kosten angesetzt, weshalb ein Rückgang von beispielsweise 2.000 Zählpunkten nicht zu einem negativen Betriebskostenfaktor in der Höhe von 111,72 TEUR sondern lediglich zu einem negativen Ansatz in der Höhe von 55,86 TEUR führt. Das gleiche Ausmaß der Rigidität gilt gleichbedeutend auch für negative Veränderungen der Rohrleitungskilometer der Netzebene 3.

Um den Gasverteilnetzbetreibern, die im Substitutionswettbewerb mit anderen Energieträgern stehen, einen zusätzlichen Anreiz für die Durchführung von Verdichtungsmaßnahmen im Netz zu geben, werden dem Unternehmen 35 EUR pro hinzugekommenen Zählpunkt (Basis bildet ein jährlicher Vergleich zum Jahr 2011) zugestanden. Damit wird erhofft, dass Unternehmen nicht nur einen Anreiz haben vorhandene Kunden zu halten, sondern auch Neukunden zu gewinnen. Bedingt durch eine breitere Kundenbasis würden die Netzkosten auf eine größere Gesamtheit (Mengenabhängigkeit) verteilt werden und somit zu stabilen bzw. sogar sinkenden Entgelten führen. Die Behörde sieht vor dem Hintergrund des bereits erwähnten Substitutionswettbewerbs allerdings keine Notwendigkeit zusätzliche Anreize für den Leitungsausbau auf Netzebene 3 zu schaffen.

Formelmäßig lässt sich der Betriebskostenfaktor für die 2. Regulierungsperiode wie folgt darstellen:

$$BK_Faktor_{Netzebene3} = \begin{cases} 55,86 \cdot (ZP_t - ZP_{2006}); & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2006}) \geq 0 \\ \frac{55,86}{2} \cdot (ZP_t - ZP_{2006}); & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2006}) < 0 \end{cases} + \begin{cases} 35 \cdot (ZP_t - ZP_{2011}); & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2011}) \geq 0 \\ 0; & \text{wenn } (ZP_t - ZP_{2011}) < 0 \end{cases} + \begin{cases} 1150,89 \cdot (km_e3_t - km_e3_{2006}); & \text{wenn } (km_e3_t - km_e3_{2006}) \geq 0 \\ \frac{1150,89}{2} \cdot (km_e3_t - km_e3_{2006}); & \text{wenn } (km_e3_t - km_e3_{2006}) < 0 \end{cases}$$

Die obig dargestellte Spezifikation des Betriebskostenfaktors stellt einerseits sicher, dass ausreichende Anreize für notwendige Investitionen im Bereich der Gasnetzinfrastuktur gesetzt werden und dass andererseits eine Reduktion der Versorgungsaufgabe (Wegfall an Zählpunkten sowie Verringerung der Rohrleitungskilometer) bereits während der Regulierungsperiode kostenmindernd (im Bereich der operativen Kosten) berücksichtigt wird.⁶

6. Konsultationsprozess

In Kapitel 1 wurde bereits darauf hingewiesen, dass im Rahmen dieser Konsultation, neben den betroffenen Netzbetreibern auch den Amtsparteien gem. § 69 Abs. 3 GWG 2011, die Möglichkeit zur Stellungnahme eingeräumt wird.

E-Control ersucht, allfällige Stellungnahmen bis zum 11. Juni 2012 an die Adresse tarife@e-control.at zu übermitteln und weist darauf hin, dass eingelangte Stellungnahmen auf der Homepage veröffentlicht werden.

⁶ Wie in Kapitel 2 bereits dargelegt, wird im Rahmen des Soll-Istkosten-Vergleichs zur Ermittlung des neuen Kostenanpassungsfaktors der Betriebskostenfaktor ohne den zusätzlichen Anreiz für hinzugekommene ZP der Netzebene 3 herangezogen.