



E-CONTROL

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

Version vom: 09.03.2012

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Ziele der Anreizregulierung	1
3. Anwendungsbereich	2
4. Ausgangskostenbasis und Neubestimmung des Kostenpfades	2
4.1. Geprüfte Kosten 2011	3
4.2. Sollkosten im Prüfungsjahr	3
4.3. Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors	4
4.4. Erläuternde Beispiele.....	5
4.4.1. 2,5%ige „Outperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz	5
4.4.2. 2,5%ige „Underperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz ..	6
4.5. Bestimmung der Ausgangskostenbasis	7
5. Genereller Produktivitätsfortschritt (X-Gen)	8
6. Individuelle Effizienzvorgabe (X-Ind)	8
7. Netzbetreiberpreisindex (NPI)	9
8. Finanzierungskostensatz (WACC)	9
9. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)	10
10. Erweiterungsfaktoren während der Regulierungsperiode	10
10.1. Betriebskostenfaktor.....	11
10.2. Investitionsfaktor	12
10.3. Begegnung des systemimmanenten Zeitverzuges.....	13
11. Regulierungskonto	15
12. Qualitätselement	16
13. Regulierungsformel	17
14. Konsultationsprozess	18

1. Einleitung

Die derzeitige gültige Anreizregulierung für Gasverteilnetzbetreiber erstreckt sich über zwei Regulierungsperioden zu je fünf Jahren, wobei die erste Periode mit 31.12.2012 endet. Im Rahmen dieses Konsultationspapiers soll die von E-Control geplante Ausgestaltung zur 2. Regulierungsperiode – beginnend mit 1.1.2013 – 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.

2. Ziele der Anreizregulierung

Ein langfristig stabiler Regulierungsansatz für ein natürliches Monopol muss mehrere – manchmal einander widerstreitende – Ziele verfolgen:

- o Förderung effizienten Verhaltens der regulierten Unternehmen im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums
- o Schutz der Konsumenten
- o Sicherstellung der wirtschaftlichen Geschäftsgrundlage und Planungssicherheit der regulierten Unternehmen
- o Versorgungssicherheit
- o Ausgewogene Behandlung der regulierten Unternehmen
- o Minimierung der direkten Regulierungskosten
- o Transparenz des Systems
- o Sicherstellung der allgemeinen Akzeptanz und Stabilität des Regulierungssystems durch alle betroffenen Interessensgruppen (Kunden, Arbeitnehmer, Eigentümer etc.)
- o Rechtliche Stabilität

Damit sich ein Unternehmen *produktiv* effizient verhält, dh Anstrengungen unternimmt, zu geringstmöglichen Kosten zu produzieren, muss ihm zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung belassen werden und somit ein *allokativ* ineffizienter Zustand für diesen Zeitraum geduldet werden.

Eine überschießende *allokative* Ineffizienz kann jedoch im Widerspruch zum Schutz der Konsumenten stehen und somit die politische Akzeptanz des Systems gefährden. Ein nachträglicher Eingriff in das Regulierungssystem, mit dem als unangemessen wahrgenommene Gewinne abgeschöpft werden, steht nun seinerseits im Widerspruch zum Anreiz zur *produktiven* Effizienz.

Bei allen regulatorischen Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass die Unternehmen ausreichende Mittel zur Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit haben. Dies kann im Widerspruch zur *produktiven* Effizienz stehen, da dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, nämlich das Ausscheiden eines Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird. Es stellt sich deshalb in der ökonomischen Literatur die Frage, inwieweit der Regulator eine *soft budget constraint* bei den regulierten Unternehmen zulassen will, respektive aufgrund des politischen Umfelds muss.

Im Sinne der Akzeptanz der Unternehmen und der Konsumenten ist die Transparenz des Regulierungssystems zu gewährleisten. Diese liegt nur dann vor, wenn die Entscheidungsgrundlagen in nachvollziehbarer Weise offen gelegt werden. Transparenz darf jedoch nicht mit der uneingeschränkten Akzeptanz von Einwendungen der regulierten Unternehmen verwechselt werden. Transparenz ist eng mit der Planungssicherheit verbunden. Dem regulierten Unternehmen müssen *ex ante* die Rahmenbedingungen der Regulierung bekannt sein.

Die Ausgewogenheit der Behandlung der regulierten Unternehmen bedeutet, dass die Bevorzugung einzelner Unternehmen im Vergleich zu anderen Unternehmen vermieden werden soll.

Die Regulierung kann – wie bisher – auf jährlichen Kostenprüfungen basieren, was sowohl für die regulierten Unternehmen als auch den Regulator mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden ist. Im Sinne einer Minimierung der direkten Regulierungskosten ist deshalb längeren Zeitspannen zwischen den Kostenprüfungen der Vorzug zu geben. Während der Zeitspannen sollten die Tarife¹ einer Preisfindungsregel mit *ex ante* bekannten Parametern folgen. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass diese Preisfindungsregeln nicht zu sehr von den zugrunde liegenden Kostenentwicklungen abweichen, weshalb die Zeitspanne zwischen den Kostenprüfungen nicht zu groß sein darf.

Aufgabe der Regulierung muss es sein, eine Balance zwischen den Zielen in der Form herzustellen, dass während der gesamten Regulierungsperiode der Grundsatz der politischen Akzeptanz und Stabilität gewahrt bleibt.

3. Anwendungsbereich

Das in diesem Konsultationspapier dargestellte Anreizregulierungssystem gilt für alle gebenchmarkten Gasverteilernetzbetreiber Österreichs.

4. Ausgangskostenbasis und Neubestimmung des Kostenpfades

Grundlegende Rahmenbedingungen der ersten Regulierungsperiode werden für die zweite Regulierungsperiode weitergeführt. Dies betrifft insbesondere das Verständnis, dass die Ineffizienzen der Unternehmen über zwei Regulierungsperioden zu jeweils fünf Jahren abzubauen sind. Dies impliziert, dass für die zweite Regulierungsperiode kein neuerliches Benchmarking durchgeführt wird und die ursprünglich ermittelten Zielkosten unverändert bleiben. Um die langfristige Stabilität des Regulierungssystems bzw. die Solvenz der Netzbetreiber sicherzustellen, wird die Ausgangskostenbasis für die zweite Regulierungsperiode im Rahmen einer Kostenprüfung neu bestimmt. Dies garantiert, dass unvorteilhafte Kostenentwicklungen im Vergleich zur postulierten Kostenentwicklung zwischenzeitlich Berücksichtigung finden. Da jedoch die Zielkosten unverändert bleiben, ist eine Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors erforderlich. Diese Systematik entspricht grundsätzlich jener, die bereits beim Periodenübergang im Stromverteilernetzbereich angewandt wurde.

¹ In diesem Dokument werden die Begriffe „Tarif“ und „Entgelt“ als Synonyme verwendet.

4.1. Geprüfte Kosten 2011

Die Basis für die 2. Regulierungsperiode bilden die von der Regulierungsbehörde zu prüfenden Kosten (OPEX und CAPEX) des Geschäftsjahres 2011, wobei die Angemessenheitsprüfung nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung erfolgt.

Die Daten des Geschäftsjahres 2011 werden darüber hinaus auch auf die Entwicklungen in den vorangegangenen Jahren hin plausibilisiert und gegebenenfalls normalisiert, um eine reine Stichtagsbetrachtung zu vermeiden, bzw. um außerordentliche Effekte zu berücksichtigen. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Kostenerhöhungen, die nicht auf Ineffizienzen zurückzuführen sind, für die Neubestimmung des Kostenanpassungsfaktors nach eingehender Prüfung gesondert zu berücksichtigen (siehe Beilage 1).

Da die geprüfte Kostenbasis (exkl. vorgelagerter Netzkosten) auf einer veränderten Versorgungsaufgabe (zB durch das Hinzukommen von Hausanschlüssen und damit verbundenen Investitionskosten) im Vergleich zur Ausgangskostenbasis der ersten Regulierungsperiode fußt, sind für Vergleichszwecke mit den Sollkosten im Prüfungsjahr Bereinigungen² erforderlich.

Da die beiden Erweiterungsfaktoren (Betriebs- und Investitionsfaktor) Änderungen der Versorgungsaufgabe abbilden, kann durch Subtraktion beider Faktoren von der geprüften Kostenbasis die damalige Versorgungsaufgabe errechnet werden.

Dabei werden die Erweiterungsfaktoren (Betriebskosten- und Investitionsfaktor) gemäß bisheriger Spezifikation (gemäß erster Regulierungsperiode) aus der Überleitung für die Tarifierung 2013 und nicht jene für die Tarifierung 2011 herangezogen, da eine zeitliche und logische Synchronität mit den geprüften Kosten hergestellt werden muss, welche auf dem Geschäftsjahr 2011 beruhen. Die Erweiterungsfaktoren aus der Überleitung 2011 (Basis Entgeltverordnung 1.1.2011) würden jedoch nur Daten aus dem Geschäftsjahr 2009 umfassen, weswegen der Vorgriff auf die Kostenüberleitung 2013 (Basis Entgeltverordnung 1.1.2013) erfolgt und durch diese Vorgangsweise der systemimmanente Zeitverzug für Vergleichszwecke eliminiert wird.

Dies bedeutet, dass der Investitionsfaktor beim Soll-Ist-Abgleich vorgezogen (zeitliche Synchronität) und entsprechend der bisherigen Spezifikation im Rahmen der Ist-Kostenbereinigung für die Neubestimmung des Kostenanpassungsfaktors berücksichtigt wird.

4.2. Sollkosten im Prüfungsjahr

Die Sollkosten des Jahres 2011 (Kostenprüfungsjahr) setzen sich aus den fortgeschriebenen Ausgangskosten gemäß bisherigem Kostenpfad (Summe Netzkosten Basis exklusive vorgelagerter Netzkosten) zusammen.

² Eine weitere hier nicht näher beschriebene Bereinigung umfasst die Berücksichtigung „nicht-beeinflussbarer Kostenbestandteile“ gemäß GAS-NBK-VO, mit der die näheren Kostenarten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 bestimmt werden. Auf eine eingehende Darstellung wird an dieser Stelle verzichtet, da diese gesetzliche Grundlage Netzbetreiber nur in Einzelfällen betrifft. Angemerkt sei lediglich, dass bei der Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors eine Bereinigung sowohl bei den Sollkosten als auch bei den angepassten geprüften Kosten zu erfolgen hat. In diesem Sonderfall werden die geprüften Kosten 2010 sowohl um die neu spezifizierten Investitions- und Betriebskostenfaktoren als auch um die „nicht beeinflussbaren Kosten“ bereinigt und die Residualgröße hochgerechnet und fortgeschrieben. Die additive Berücksichtigung dieser „nicht beeinflussbaren Kosten“ erfolgt im Rahmen der Regulierungsformel (vgl. Kapitel 13) als Durchlaufposten.

Diese geprüfte Kostenbasis 2011, inklusive der Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Anpassungen, wird mit den Soll-Kosten 2011 (für das Prüfungsjahr) ins Verhältnis gesetzt, um den Grad der Zielerreichung zu ermitteln.

4.3. Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors

Der Kostenanpassungsfaktor umfasst sowohl den generellen Produktivitätsfortschritt (vgl. Kapitel 5) als auch die individuellen Effizienzvorgaben (vgl. Kapitel 6). Aufgrund der Kostenaktualisierung ist eine Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors für die zweite Regulierungsperiode erforderlich, um auf Basis eines Zielerreichungsgrades sicherzustellen, dass der Zielwert (Kostenniveau) am Ende der Regulierungsperiode unverändert bleibt.

Für die Neuberechnung des Kostenanpassungsfaktors werden die Sollkosten des effizienten Netzbetreibers – gemäß Kostenpfad, dh. ohne Berücksichtigung der veränderten Versorgungsaufgabe – mit den angepassten geprüften Kosten 2011 (bereinigt um vorgezogenen Invest- und BK-Faktor gem. bisheriger Spezifikation sowie um nicht auf Ineffizienz zurückzuführende Kosten) ins Verhältnis gesetzt und damit der Grad der Effizienzerreichung bis zum Jahr 2011 ermittelt.³ Die verbleibende In- bzw. Supereffizienz wird anschließend auf die verbleibende Dauer bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode verteilt. Dies bedeutet, dass etwaige Effizienzgewinne der Unternehmen linear über die restliche Regulierungsdauer verteilt werden – Unternehmen können somit weiterhin von diesen zusätzlichen Effizienzgewinnen (durch eine Verflachung des Kostenpfades) profitieren, was den Anreiz Effizienzsteigerungspotentiale auszuschöpfen aufrecht erhält. Kunden können durch die Angleichung der Ausgangskostenbasis für die zweite Regulierungsperiode an die geprüfte und bereinigte Istkostenbasis unmittelbar an diesen Effizienzgewinnen partizipieren.

Weist ein Unternehmen beispielsweise eine Kostenentwicklung auf, die unter der Vorgabe gemäß bisherigem Kostenanpassungsfaktor liegt, so reduziert sich der neu anzuwendende Kostenanpassungsfaktor dementsprechend für die verbleibenden sechs Jahre bis zum Ende der 2ten Regulierungsperiode, da die Zielkosten unverändert bleiben. Im Falle ungünstigerer Kostenentwicklungen erhöht sich der neu anzuwendende Kostenanpassungsfaktor dementsprechend.

Ein reduzierter Kostenanpassungsfaktor bzw. im Extremfall sogar ein steigender Kostenpfad bedeutet jedoch keineswegs, dass das Unternehmen gefordert ist, bis zum Ende der 2ten Regulierungsperiode auf Kostensenkungspotenziale zu verzichten bzw. die Kosten zu steigern. Vielmehr besteht der Anreiz auch weiterhin alle Potentiale auszuschöpfen, da die Differenz zwischen tatsächlicher Kostenentwicklung und Kosten gemäß Regulierungspfad vom Unternehmen als zusätzlicher Ergebnisbeitrag erwirtschaftet werden kann. Ein weiterer Anreiz für die Unternehmen ein niedriges Kostenniveau beizubehalten besteht darin, in zukünftigen Benchmarkinganalysen hohe Effizienzwerte erzielen zu können. Eine Neufeststellung der relativen Effizienzwerte ist jedenfalls als Grundlage für die dritte Regulierungsperiode geplant.

Ein wiederkehrendes Benchmarking vor Beginn jeder weiteren Regulierungsperiode stellt aus Sicht der Behörde sicher, dass der in der Literatur theoretisch ableitbare Ratchet-Effekt

³ Im Rahmen der Gegenüberstellung für Vergleichszwecke muss sichergestellt werden, dass der Finanzierungskostensatz in gleicher Höhe zur Anwendung kommt.

(Ausweisung einer überhöhten Kostenbasis zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode im „Fotojahr“) minimiert wird. Diese Vorgangsweise kann somit als Alternative zu einem expliziten „Carry-Over“-System angesehen werden, da dieses ebenso die Minimierung des Ratchet-Effekts und die Aufrechterhaltung des Anreizes zu produktivem Verhalten verfolgt.

4.4. Erläuternde Beispiele

4.4.1. 2,5%ige „Outperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz

War ein Unternehmen in der Lage, seinen regulierten Kostenpfad jährlich um 2,5 Prozent zu unterschreiten, so ergibt sich durch die Gegenüberstellung von Soll- und Istkosten für das Kostenprüfungsjahr 2011 ein geringerer neuer Kostenanpassungsfaktor für die zweite Regulierungsperiode in der Höhe von 2,04 Prozent anstatt der bisher zur Anwendung gebrachten 2,45 Prozent p.a., um am Ende der zweiten Regulierungsperiode die Zielkosten zu erreichen.⁴

		2008	2009	2010	2011	2012	2013												
<table border="1"> <tr><td>Ausgangskostenbasis 1. Periode</td><td>100</td></tr> <tr><td>Inflation</td><td>2,00%</td></tr> <tr><td>Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens (bisher)</td><td>2,45%</td></tr> <tr><td>Kostenanpassungsfaktor effizientes Unternehmen (Xgen)</td><td>1,95%</td></tr> <tr><td>Effizienzwert ursprünglich</td><td>95,00%</td></tr> <tr><td>Jährliche Outperformance zum Pfad</td><td>2,50%</td></tr> </table>		Ausgangskostenbasis 1. Periode	100	Inflation	2,00%	Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens (bisher)	2,45%	Kostenanpassungsfaktor effizientes Unternehmen (Xgen)	1,95%	Effizienzwert ursprünglich	95,00%	Jährliche Outperformance zum Pfad	2,50%						
Ausgangskostenbasis 1. Periode	100																		
Inflation	2,00%																		
Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens (bisher)	2,45%																		
Kostenanpassungsfaktor effizientes Unternehmen (Xgen)	1,95%																		
Effizienzwert ursprünglich	95,00%																		
Jährliche Outperformance zum Pfad	2,50%																		
Zeile																			
1	TOTEX bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe	97,01	96,53	96,04	95,56														
2	Kostenprüfung plus OPEX-Neu	1,94	1,96	1,98	2,00														
3	plus CAPEX-NEU	2,43	2,45	2,47	2,50														
4	geprüfte TOTEX(4=1+2+3)	101,38	100,94	100,50	100,06														
5	Kostenpfad des Unternehmens bei 100% Effizienz und gleichbleibender Versorgungsaufgabe	95,01	95,02	95,03	95,04														
6	Sollkosten-ermittlung effizientes Unternehmen plus BK-Faktor			1,94	1,96	1,98	2,00												
7	plus Investitionsfaktor			2,43	2,45	2,47	2,50												
8	Sollkosten des Unternehmens bei 100% Effizienz(8=5+6 t2+7 t2)	99,38	99,43	99,48	99,54														
9	Kostenpfad des Unternehmens (bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe)	99,50	99,00	98,51	98,01														
10	Kostenpfad des Unternehmens plus BK-Faktor			1,94	1,96	1,98	2,00												
11	plus Investitionsfaktor			2,43	2,45	2,47	2,50												
12	Sollkosten des Unternehmens(12=9+10 t2+11 t2)	103,86	103,41	102,96	102,51														
13	KA-Ermittlung Ermittlung KA-Neu (Soll-Kosten bei 100% Effizienz/geprüfte TOTEX) (13=5/(4-6 t2-7 t2))				99,46%														
14	Kostenanpassungsfaktor NEU				2,04%														

Abbildung 1: Berechnungssystematik Kostenanpassungsfaktor für zweite Periode (Outperformance)

⁴ Der Kostenanpassungsfaktor für die verbleibende Regulierungsdauer von sechs Jahren wird gemäß der in den Erläuterungen zur G-SNTVO 2008 angeführten Formel errechnet:

$$\text{Kostenanpassungsfaktor NEU} = 1 - (1 - X_{\text{Gen}}) \times \sqrt[6]{\frac{\text{Sollkosten}_{2011}}{\text{angepasste Istkosten}_{2011}}}$$

Die Ermittlung des Zielerreichungsgrades erfolgt durch die Division der Sollkosten des effizienten Unternehmens (Zeile 5) durch die angepassten geprüften Kosten 2011. Die Anpassung erfolgt wie in Kapitel 4.1 beschrieben, durch die Subtraktion beider vorgezogener Erweiterungsfaktoren (Zeile 6 und 7 in 2013) von den geprüften Kosten (exkl. vorgelagerter Netzkosten; Zeile 4).

Der neue Kostenanpassungsfaktor errechnet sich gemäß der in Fußnote 4 angegebenen Formel.

4.4.2. 2,5%ige „Underperformance“ im Vergleich zum regulierten Kostenpfad bei 95%iger Effizienz

Im Gegensatz zum obigen Beispiel ergibt sich bei einer jährlichen Überschreitung von 2,5 Prozent des ursprünglichen Kostenpfades ein höherer Kostenanpassungsfaktor für die zweite Regulierungsperiode in Höhe von 2,85 Prozent p.a.

		2008	2009	2010	2011	2012	2013
Ausgangskostenbasis 1.		100					
Periode		2,00%					
Inflation		2,45%					
Kostenanpassungsfaktor des Unternehmens (bisher)		1,95%					
Kostenanpassungsfaktor effizientes Unternehmen (Xgen)		95,00%					
Effizienzwert ursprünglich		-2,50%					
Jährliche Outperformance zum Pfad							
Zeile		2008	2009	2010	2011	2012	2013
1	TOTEX bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe	101,99	101,48	100,97	100,46		
2	plus OPEX-Neu	2,04	2,06	2,08	2,10		
3	plus CAPEX-NEU	2,55	2,58	2,60	2,63		
4	geprüfte TOTEX(4=1+2+3)	106,58	106,11	105,65	105,19		
5	Kostenpfad des Unternehmens bei 100% Effizienz und gleichbleibender Versorgungsaufgabe	95,01	95,02	95,03	95,04		
6	plus BK-Faktor			2,04	2,06	2,08	2,10
7	plus Investitionsfaktor			2,55	2,58	2,60	2,63
8	Sollkosten des Unternehmens bei 100% Effizienz(8=5+6 t2+7 t2)	99,60	99,66	99,71	99,77		
9	Kostenpfad des Unternehmens (bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe)	99,50	99,00	98,51	98,01		
10	plus BK-Faktor			2,04	2,06	2,08	2,10
11	plus Investitionsfaktor			2,55	2,58	2,60	2,63
12	Sollkosten des Unternehmens(12=9+10_t2+11 t2)	104,09	103,64	103,19	102,74		
13	Ermittlung KA-Neu (Soll-Kosten bei 100% Effizienz/geprüfte TOTEX) (13=5/(4-6_t2-7_t2))				94,60%		
14	Kostenanpassungsfaktor NEU				2,85%		

Abbildung 2: Berechnungssystematik Kostenanpassungsfaktor für zweite Periode (Underperformance)

Die Berechnung erfolgt hierbei analog zu der in Kapitel 4.4.1 beschriebenen Vorgangsweise.

4.5. Bestimmung der Ausgangskostenbasis

Nachdem die bisherigen Kostenanpassungsfaktoren sowohl für 2011 als auch 2012 gelten und die neuen Kostenanpassungsfaktoren erst ab 2013 zur Anwendung kommen, ist eine Hochrechnung der geprüften und angepassten Kostenbasis auf das Startjahr der zweiten Regulierungsperiode (2013) erforderlich.

Die Hochrechnung erfolgt gemäß folgender Formel:

Formel 1

$$K_{2013}^{Pfad} = K_{angep.2011} \times \prod_{i=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^2$$

Grafisch lässt sich die Fortschreibung der angepassten geprüften Kostenbasis (2011) mit dem neuen Kostenanpassungsfaktor anhand des Beispiels aus Kapitel 4.4.1 (mit konstanter Inflationsrate von zwei Prozent) wie folgt darstellen:

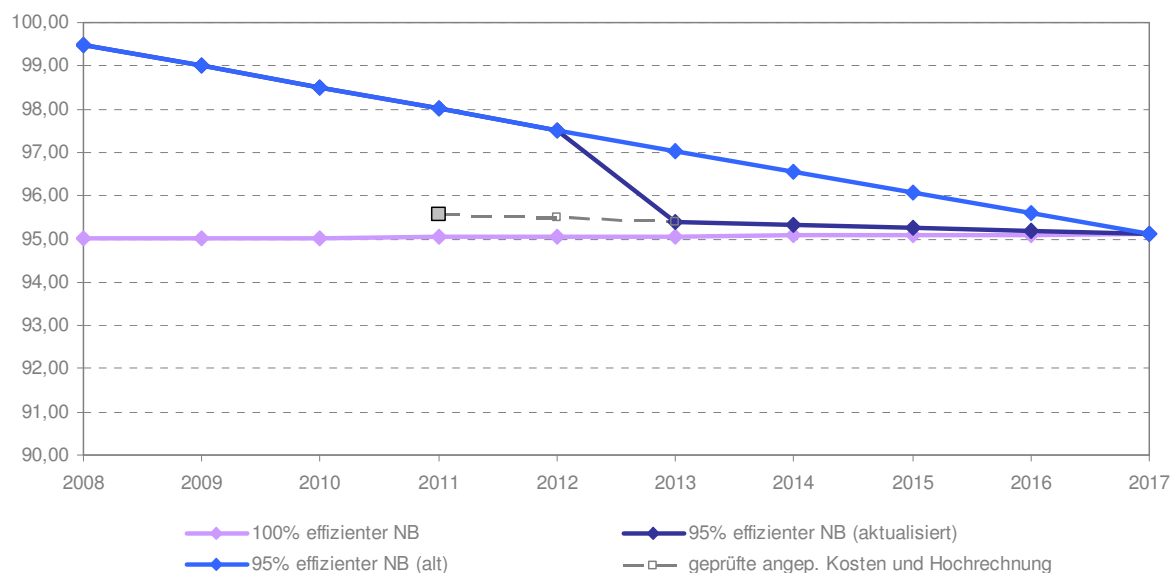


Abbildung 3: Grafische Darstellung der Fortschreibung der angepassten geprüften Kostenbasis (2011) am Beispiel aus Kapitel 4.4.1 und Erreichung der Zielwerte zum Ende der zweiten Regulierungsperiode.

Es ist ersichtlich, dass die Ausgangskostenbasis im Jahr 2013 unter der bisherigen Vorgabe liegt. Durch die Verflachung des Kostenanpassungsfaktors während der zweiten Regulierungsperiode bleiben die Zielwerte im Jahr 2017 jedoch unverändert.

Im gegengesetzten Fall der „Underperformance“ aus dem Beispiel des Kapitels 4.4.2 erhöhen sich zwar die jährlichen Zielvorgaben während der zweiten Regulierungsperiode, um am Ende die Zielwerte zu erreichen; die Ausgangskostenbasis liegt jedoch über den Kosten gemäß bisherigem Kostenpfad.

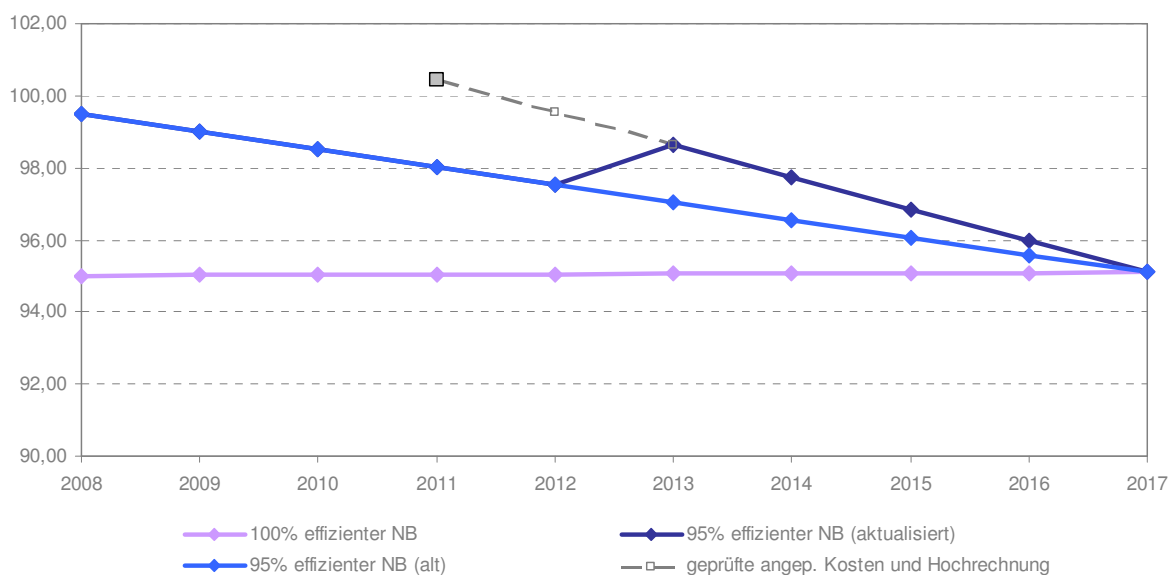


Abbildung 4: Grafische Darstellung der Fortschreibung der angepassten geprüften Kostenbasis (2011) am Beispiel aus Kapitel 4.4.2 und Erreichung der Zielwerte zum Ende der zweiten Regulierungsperiode.

Im Rahmen der Tarifiermittlung kommen zu dem Term K_{2013}^{Pfad} in weiterer Folge der Investitions- als auch der Betriebskostenfaktor, sowie die vorgelagerten Netzkosten hinzu, da diese drei Faktoren keinen Zielvorgaben unterliegen. Die Einbindung dieser Elemente wird in Kapitel 13 näher dargelegt.

5. 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 für die erste Regulierungsperiode festgelegt. Etwaige Abweichungen von diesem Wert sind gesondert zu analysieren und zu konsultieren.

6. Individuelle Effizienzvorgabe (X-Ind)

Für die zweite Regulierungsperiode wird wie bereits erwähnt, kein neuerliches Benchmarking durchgeführt und die Zielwerte (zu erreichendes Kostenniveau) zum Ende der zweiten Regulierungsperiode bleiben unverändert. Aufgrund der Aktualisierung der Ausgangskostenbasis für die zweite Regulierungsperiode und der Gegenüberstellung der Soll- mit den (angepassten) Istkosten, ergeben sich Änderungen beim neu anzuwendenden Kostenanpassungsfaktor (siehe Kapitel 4.3), welcher den generellen Produktivitätsfortschritt und den individuellen Zielerreichungsgrad zusammenführt.

7. Netzbetreiberpreisindex (NPI)

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten durch einen Inflationsfaktor während der Regulierungsperiode notwendig. Dies erfolgt durch die jährliche Änderung des Netzbetreiberpreisindex.⁵

Dadurch werden exogene, dh vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Kostenerhöhungen abgebildet.

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser wie folgt zusammensetzt:

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

Die angeführten Gewichtungen orientieren sich an der durchschnittlichen Kostenstruktur österreichischer Gasnetzbetreiber und sollen auch nach Auffassung der Branche unverändert beibehalten werden.

8. 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.

Vor dem Hintergrund des Erfordernisses der Angemessenheit des Finanzierungskostensatzes werden die Parameter der WACC-Kalkulation einer eingehenden Evaluierung - noch vor Beginn der zweiten Regulierungsperiode - unterzogen. Generell wird der Ansatz verfolgt, auf möglichst aktuelle Werte hinsichtlich des risikolosen Zinses, des Betas, der Markttrisiko- und der Fremdkapitalprämie, sowie des Unternehmenssteuersatzes abzustellen.⁶ Somit wird eine Aktualisierung der Werte bis Ende Mai 2012 angestrebt.

⁵ Zur Abdeckung der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate ist gemäß § 79 Abs 5 GWG 2011 ein Netzbetreiberpreisindex zu berücksichtigen, welcher sich aus veröffentlichten Teilindices zusammensetzt, die die durchschnittliche Kostenstruktur der Netzbetreiber repräsentieren.

⁶ Dies erfolgt vor dem Hintergrund der Festsetzung des WACCs über den gesamten Zeitraum einer Regulierungsperiode.

9. Finanzierungskostenbasis (Regulatorischer Anlagenbestand, RAB)

Die verzinsliche Kapitalbasis setzt sich aus der Summe der immateriellen Vermögensgegenstände und dem Sachanlagevermögen abzüglich passivierter Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelten (Baukostenzuschüsse, BKZ) und etwaigen Firmenwerten auf der Basis von bilanziellen Werten zusammen. Anpassungen erfolgen in Bezug auf die Standardisierung der Abschreibungsdauern und der Standardisierung der Auflösung der BKZ.

Ermittlung verzinsliches Kapital
Summe immaterielle Vermögensgegenstände
Summe Sachanlagevermögen
abzüglich Baukostenzuschüsse unverzinslich
abzüglich Umgründungsmehrwert/Firmenwert
Anpassung aufgrund Standardisierung der Afa
Anpassung aufgrund Standardisierung der Auflösung der BKZ
sonstige Korrektur
Verzinsliches Kapital

Abbildung 5: Vorgangsweise bei der Ermittlung der verzinslichen Kapitalbasis

Diese Vorgangsweise hat sich bereits in der ersten Regulierungsperiode bewährt und wird auch künftig beibehalten.

10. 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. Die Ausgestaltung beider Faktoren wird in den Kapiteln 10.1 und 10.2 näher dargestellt.

10.1. 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, sofern eine neuerliche Überprüfung der Angemessenheit der Kostenelastizitäten erfolgt.

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.

Das 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 Kostenveränderungen widerspiegeln. Nachfolgende Grafik zeigt die Zählpunktentwicklung österreichischer Gasnetzbetreiber im Zeitraum 2002 bis 2010.

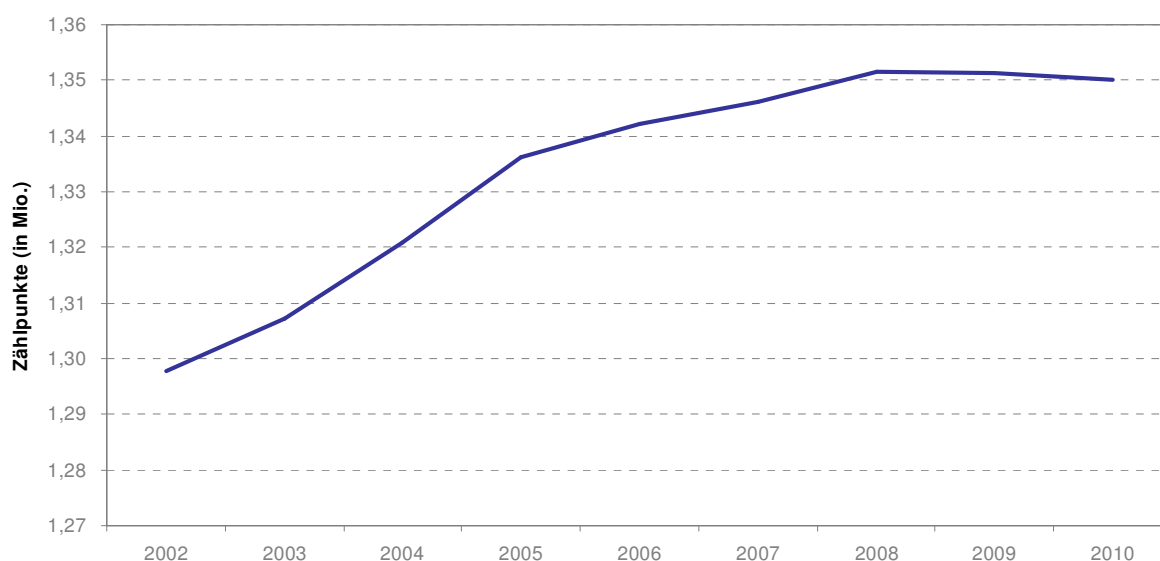


Abbildung 6: Darstellung der Zählpunktentwicklung österreichischer Gasverteilnetzbetreiber.

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. 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 abgebildet wird.

Grundsätzlich soll der Betriebskostenfaktor Veränderungen der Versorgungsaufgabe abbilden. Diese Abbildung erfolgt beim bereits bestehenden Faktor sowohl durch die Möglichkeit eines positiven (kostenerhöhend) als auch eines negativen (kostenreduzierend) Wertes.

Abschließend ist festzuhalten, dass im Rahmen des Betriebskostenfaktors sowohl die Eignung des Faktors Hausanschlüsse und dessen Preisansätze (Netzebene 3) und die Kostenelastizitäten in Bezug auf zusätzliche Leitungskilometer (Netzebene 2) nach Vorliegen einer geprüften Kostenbasis einer neuerlichen Evaluierung auch in Hinblick auf mögliche Anreizwirkungen unterworfen wird.

10.2. Investitionsfaktor

Der im Rahmen der ersten Regulierungsperiode eingeführte Investitionsfaktor umfasst derzeit neben Ausbauinvestitionen in Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen auch für die Versorgungssicherheit maßgebliche Investitionen (Donaudüker, Sanierung von PVC-Rohrleitungen und Graugussleitungen) auf Buchwertbasis ($BW_Ausbauinv_{t-2}$). Diese Ausbauinvestitionen werden mit dem WACC verzinst und gemeinsam mit den Abschreibungen als zusätzliche Kosten berücksichtigt. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass bei der Ermittlung des Investitionsfaktors maximal 70 Prozent der nachgewiesenen Investitionskosten als Ausbauinvestitionen betrachtet werden.⁷

Für die restlichen Investitionen werden 1,5 Prozent der Zugänge als zusätzliche CAPEX berücksichtigt ($1,5\% \cdot (Zugang_{t-2} - AHK_Ausbauinv_{t-2})$). Formelmäßig lässt sich der bisherige Investitionsfaktor wie folgt darstellen:

Formel 2

$$Inv.F_t = (AfA_{t-2} + BW_Ausbauinv_{t-2} \cdot (WACC)) + 1,5\% \cdot (Zugang_{t-2} - AHK_Ausbauinv_{t-2})$$

Grundsätzlich wird an dieser Spezifikation des Investitionsfaktors festgehalten.

Da während der Regulierungsperiode auch aktuelle Messerlöse berücksichtigt werden, erscheint es der Behörde als sachgerecht, neben den Investitionen in Rohrleitungen und Gasdruckregelanlagen in Hinkunft auch Investitionen in Messgeräte (auf Buchwertbasis, exkl. Smart-Metering), als Ausbauinvestition zu erfassen ($BW_Ausbauinv_{t-2}$). Der bestehende 70 Prozent Deckel bleibt auch für die zweite Periode aufrecht und soll auf Branchenwunsch nach Ablauf der Anreizregulierung einer Diskussion unterzogen werden.

Smart-Meter (intelligentes Messgerät) werden auf Basis des § 79 Abs 1 GWG 2011 auf Buchwertbasis ohne oben angeführte Deckelung angesetzt. Darüber hinausgehende Investitionen (aus der Anlagenbuchhaltung abgeleitet) im Zusammenhang mit Smart-Metering werden einer gesonderten Prüfung unterzogen und jährlich im Rahmen der Kostenüberleitung angemessen berücksichtigt.

Kostenerhöhungen (Kapital- als auch Betriebskostenerhöhungen) aufgrund von Investitionstätigkeit werden während der Regulierungsperiode durch die additive

⁷ Der Wert von maximal 70 Prozent wurde auf Basis umfassender Analysen der Unternehmensdaten ermittelt und ist im Zusammenhang mit der Standardisierung der Abschreibungsdauern zu sehen.

Berücksichtigung des Investitions- und Betriebskostenfaktors in der Tarifiermittlung ohne der Anwendung von Zielvorgaben und der netzspezifischen Teuerungsrate abgegolten.⁸ Da für die zweite Periode kein neuerliches Benchmarking durchgeführt wird und die Zielwerte unverändert bleiben, stellt die additive Berücksichtigung des Investitions- als auch des Betriebskostenfaktors sicher, dass Kostenänderungen aufgrund von Investitionstätigkeit als vorübergehend effizient betrachtet werden und bis zur Durchführung eines neuerlichen Benchmarkings (vor Beginn der dritten Regulierungsperiode) keinen Abschlägen unterliegen. Es wird darauf hingewiesen, dass (Neu-)Investitionen sehr wohl im Rahmen von zukünftigen Benchmarkinganalysen berücksichtigt und in Hinkunft einer entsprechenden Beabschlagung unterworfen werden. Dies bedeutet, dass es bei neuerlicher Durchführung eines Benchmarkings zu einer entsprechenden Verschiebung der Grenze zwischen „Alt- und Neuanlagen“ kommt und damit relative Kostenänderungen (OPEX und CAPEX) das Effizienzergebnis beeinflussen. Diese Vorgangsweise stellt sicher, dass entsprechende Anreize zur Durchführung von effizienten Investitionen gesetzt werden.

10.3. *Begegnung des systemimmanenten Zeitverzuges*

Da sowohl der Investitions- als auch der Betriebskostenfaktor durch die Heranziehung von letzt verfügbaren Werten einem Zeitverzug von zumindest zwei Jahren unterliegen, erscheint es der Behörde als sachgerecht, diese systematische Unterdeckung im Falle kontinuierlicher Ausbauinvestitionen bzw. diese systematische Überdeckung im Falle kontinuierlichen Rückbaus den Unternehmen bzw. den Netzkunden in den Folgeperioden gutzuschreiben.

Beispielsweise errechnet sich der Betriebskostenfaktor der Überleitung der Entgelte für 2013 aus der Veränderung der Rohrleitungskilometer von 2011 zu 2006. Klarerweise könnte das Ausmaß der hinzugekommenen bzw. weggefallenen Rohrleitungskilometer im Jahr 2013 von diesem Ansatz abweichen. Diese Veränderung würde gemäß der etablierten Methodik erst im Rahmen Kostenüberleitung für 2015 abgebildet werden.

⁸ Unter Zielvorgaben sind gemäß § 79 Abs 2 GWG 2011 der generelle Produktivitätsfaktor sowie individuelle Effizienzvorgaben zu verstehen.

jährliches Wachstum	2%
Kosten 2006 (in TEUR)	5500
Kosten- elastizität	0,28

Jahr	Rohrleitungs- kilometer	BK-Faktor in Ist (zusätzl. GE [a] OPEX [b])		Abweichung [z]=[a]-[b]
2006	100,00		-	-
2007	101,80		27,72	-27,72
2008	103,63		55,94	-55,94
2009	105,50	27,72	84,67	-56,95
2010	107,40	55,94	113,91	-57,97
2011	109,33	84,67	143,68	-59,01
2012	111,30	113,91	173,99	-60,08
2013	113,30	143,68	204,84	-61,16
2014	115,34	173,99	236,25	-62,26
2015	117,42	204,84	268,22	-63,38
2016	119,53	236,25	300,77	-64,52
2017	121,68	268,22	333,90	-65,68

Abbildung 7: Darstellung des systemimmanenten Zeitverzugs

Als Lösungsmöglichkeit dieses systemimmanenten Zeitverzuges, der nicht nur die Betriebskosten sondern auch die Kapitalkosten als auch die vorgelagerten Netzkosten und die Gebrauchsabgabe betrifft, würde sich natürlich die Zugrundelegung von Planwerten eignen. Im Rahmen dieses Dokumentes wurde jedoch bereits darauf hingewiesen, dass die Regulierungssystematik grundsätzlich auf einem pagatorischen Prinzip, durch die Verwendung von letzt verfügbaren Werten, fußt und ein Abstellen auf Planwerten aus Sicht der Behörde nicht möglich ist.

Demnach könnte als Alternative die Aufrollung dieser Unter- oder Überdeckung (aus dem BK-Faktor, dem Investitionsfaktor, der vorgelagerten Netzkosten sowie der Gebrauchsabgabe) im Folgeverfahren durchgeführt werden.

Diese Aufrollung würde zeitgleich zur Einführung des Regulierungskontos im Rahmen der Kostenüberleitung für 2014 (Entgelte 2014) dahingehend erfolgen, dass zusätzlich zum Betriebskostenfaktor (gemäß neuer Spezifikation) auch noch die Unter- bzw. Überdeckung aus der Tarifierung 2012 herangezogen wird.

Anhand des vorhin genannten Beispiels sieht die Korrektur wie folgt aus:

Jahr	Rohrleitungs-kilometer	BK-Faktor in Ist GE [a]	(zusätzl. OPEX) [b]	Aufrollung [c]=[b(t-2)]-[a(t-2)]	Abweichung nach Aufrollung [z]=[a]-[b]+[z]
2006	100,00		-		
2007	101,80		27,72		
2008	103,63		55,94		
2009	105,50	27,72	84,67		
2010	107,40	55,94	113,91		
2011	109,33	84,67	143,68		
2012	111,30	113,91	173,99		
2013	113,30	143,68	204,84		
2014	115,34	173,99	236,25	60,08	-2,18
2015	117,42	204,84	268,22	61,16	-2,22
2016	119,53	236,25	300,77	62,26	-2,26
2017	121,68	268,22	333,90	63,38	-2,30

Abbildung 8: Korrektur des Vor-/Nachteils aus dem systemimmanentem Zeitverzug am Beispiel des BK-Faktors

Nach dieser Korrekturrechnung ist die Abweichung weitgehend eliminiert und das Unternehmen bzw. die Netzkunden werden für die Unterdeckungen- bzw. Überdeckungen in Zusammenhang mit dem t-2-Verzug kompensiert.

11. Regulierungskonto

Die Tarifiermittlung erfolgt auf Basis einer dreijährigen Durchschnittsbetrachtung der letzt verfügbaren Mengen. Die Erlöse des Unternehmens ergeben sich aufgrund der tatsächlichen Mengen multipliziert mit den verordneten Tarifen. Durch diese Vorgangsweise kommt es zu einer Abweichung zwischen den der Verordnung zugrundeliegenden Planerlösen (basierend auf der dreijährigen Durchschnittsbildung) und den tatsächlich erzielten Erlösen.

§ 71 Abs 1 GWG 2011 sieht diesbezüglich bei der Festsetzung der Kosten vor, die Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Verordnung zu Grunde liegenden Planerlösen, bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten Entgeltperioden zu berücksichtigen.

Durch die geänderte Gesetzeslage werden künftig diese Differenzbeträge (sowohl ein positiver als auch negativer Saldo ist möglich)⁹ dementsprechend bei der Feststellung der Kostenbasis berücksichtigt.

Die Vorgangsweise wird in nachfolgender Abbildung dargestellt:

⁹ Dieser Saldo wird mit entsprechenden Vorzeichen in der Regulierungsformel abgebildet.

Aufrollung der Tarifierungsmenge aus Verordnung GSNT-VO 2008
 Novelle 2012 mit tatsächlichen Mengen 2012

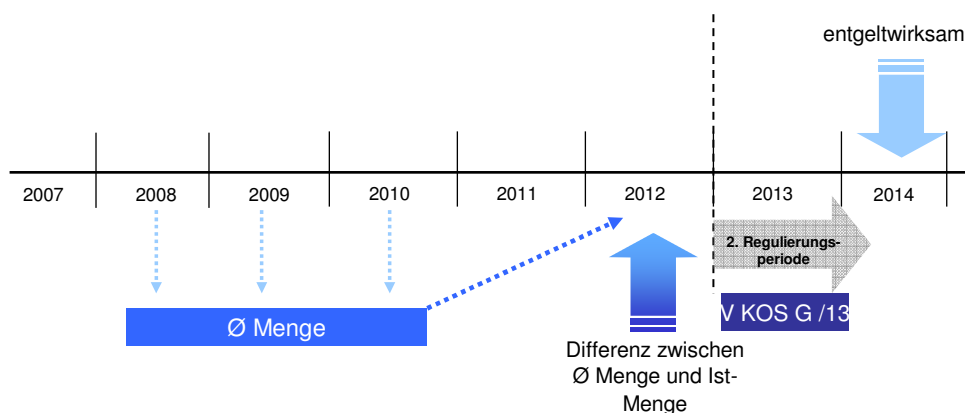


Abbildung 9: Anwendung des Regulierungskontos.

Die Entgeltermittlung für 2012 erfolgte auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung der Mengen der Jahre 2008 bis 2010 (letzter verfügbar) und es ist davon auszugehen, dass die tatsächliche Mengenentwicklung jedenfalls von diesem Durchschnitt abweicht. Über- bzw. Mindererlöse werden im Rahmen des Regulierungskontos erstmalig im darauffolgenden Verfahren (2013) ermittelt und in den Entgelten des Jahres 2014 abgebildet.

Das Regulierungskonto wird somit erstmalig im Bescheidverfahren 2013 Anwendung finden und demnach bereits im Jahr 2012 die Bilanzwirksamkeit und folgerichtig im Jahr 2014 die Tarifwirksamkeit entfalten. Dabei wird das Regulierungskonto die Aufrollung der Differenzbeträge zwischen den tatsächlich eintretenden und den der Verordnung zugrundeliegenden Erlösen aus dem Netznutzungsentgelt, den Messentgelten, den sonstigen Entgelten und der Auflösung von Baukostenzuschüssen umfassen.

Die Möglichkeit zur Verteilung maßgeblicher außergewöhnlicher Erlöse oder Aufwendungen über das Regulierungskonto gemäß § 71 Abs 2 GWG 2011 bleibt hiervon ebenso unberührt wie die Möglichkeit, gemäß § 81 GWG 2011, aktuelle oder erwartete erhebliche Effekte bei der Mengenentwicklung der Arbeits- und Leistungskomponente bereits vorab in den Bescheidverfahren zu berücksichtigen und diese der Verordnung zugrundeliegenden Einschätzungen über das Regulierungskonto mit den tatsächlichen Mengen abzugleichen. Bei Netzbetreibern mit abweichendem Wirtschaftsjahr vom Kalenderjahr wird auf geprüfte Geschäftsjahreswerte abgestellt.

12. Qualitätselement

Gemäß § 79 Abs. 1 GWG 2011 können Qualitätskriterien bei der Kostenermittlung berücksichtigt werden. Um die Berücksichtigung eines Qualitätselements (Q) in der Regulierungsformel zu gewährleisten, sind vorgelagerte Schritte erforderlich. Sowohl die entsprechende Definition von entsprechenden relevanten Qualitätskriterien, als auch deren datenmäßige Erfassung, sind zwingende Voraussetzungen dazu. Zur Definition der Qualitätskriterien gemäß § 30 GWG 2011 wird seitens E-Control eine Verordnung erlassen werden. Es liegt nahe, die darin spezifizierten Qualitätskriterien für die Ausgestaltung des Q-Elements heranzuziehen. Da die Verordnung erst im Laufe des Jahres 2012 erlassen werden

wird, erscheint eine Implementierung des Q-Elements mit Beginn des Jahres 2013 nicht realistisch. Falls eine Einführung zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode nicht zeitgerecht möglich ist, wird das Q in der Regulierungsformel (vgl. Kapitel 13) vorläufig mit Null angesetzt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass das Q-Element nicht zu einem späteren Zeitpunkt während der laufenden Regulierungsperiode wirksam werden kann. Es wird zu diesem Thema eine gesonderte Konsultation durchgeführt.

13. Regulierungsformel

Formel 3

$$K_{2013} = K_{2013}^{Pfad} + Inv.Faktor_{Basis(2011)} + BK.Faktor_{Basis(2011)} + VNK_{Basis(2013)} + Q$$

wobei gilt:

$$K_{2013}^{Pfad} = K_{angep.2011} \times \prod_{i=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^2$$

Formel 4

$$K_{2014} = K_{2014}^{Pfad} + Inv.Faktor_{Basis(2012)} + BK.Faktor_{Basis(2012)} + VNK_{Basis(2014)} + Re\ g.Konto + Q$$

wobei gilt:

$$K_{2014}^{Pfad} = K_{angep.2011} \times \prod_{i=2012}^{2014} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^3$$

Formel 5

$$K_{2015} = K_{2015}^{Pfad} + Inv.Faktor_{Basis(2013)} + BK.Faktor_{Basis(2013)} + VNK_{Basis(2015)} + Re\ g.Konto + Q$$

wobei gilt:

$$K_{2015}^{Pfad} = K_{angep.2011} \times \prod_{i=2012}^{2015} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^4$$

Formel 6

$$K_{2016} = K_{2016}^{Pfad} + Inv.Faktor_{Basis(2014)} + BK.Faktor_{Basis(2014)} + VNK_{Basis(2016)} + Re\ g.Konto + Q$$

wobei gilt:

$$K_{2016}^{Pfad} = K_{angep.2011} \times \prod_{i=2012}^{2016} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^5$$

Formel 7

$$K_{2017} = K_{2017}^{Pfad} + Inv.Faktor_{Basis(2015)} + BK.Faktor_{Basis(2015)} + VNK_{Basis(2017)} + Re\ g.Konto + Q$$

wobei gilt:

$$K_{2017}^{Pfad} = K_{angep.2011} \times \prod_{i=2012}^{2017} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^6$$

Bei Berücksichtigung von „nicht beeinflussbaren Kosten“ gemäß GAS-NBK-VO, mit der nähere Kostenarten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 bestimmt werden, ergibt sich folgende Anpassung für die Jahre

2013:

Formel 8

$$K_{2013} = K_{2013}^{Pfad} + Inv.Faktor_{Basis(2011)} + BK.Faktor_{Basis(2011)} + VNK_{Basis(2013)} + Reg.Konto + Q + nbK_{2011}$$

wobei gilt:

$$K_{2013}^{Pfad} = (K_{angep.2011} - nbK_{2011}) \times \prod_{i=2012}^{2013} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^2$$

2014:

Formel 9

$$K_{2014} = K_{2014}^{Pfad} + Inv.Faktor_{Basis(2012)} + BK.Faktor_{Basis(2012)} + VNK_{Basis(2014)} + Reg.Konto + Q + nbK_{2012}$$

wobei gilt:

$$K_{2014}^{Pfad} = (K_{angep.2011} - nbK_{2011}) \times \prod_{i=2012}^{2014} (1 + \Delta NPI_i) \times (1 - KA_{Neu})^3$$

Die Anpassung für die Folgejahre bis 2017 erfolgt analog.

14. 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.

Die Begutachtungsfrist läuft bis zum 26. März 2012. Wir ersuchen Sie, Ihre allfälligen Stellungnahmen an tarife@e-control.at zu übersenden und weisen Sie darauf hin, dass Stellungnahmen an dieser Stelle veröffentlicht werden.